Firmato digitalmente da:
Filippo Ricci
Firmato il 2025/11/27 14:20
Seriale Certificato: 23347021
Valido dal 27/11/2023 al 27/11/2026
InfoCert Qualified Electronic Signature CA 3

PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO "LOTTO 9"

COMUNE DI LATIANO (BR)

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

PARTE 1

Rev.	Data	Descrizione della revisione	Redazione	Approvazione
00	Agosto2025	Prima emissione	Silvano Carone	
01	Settembre 2025	Seconda emissione	Silvano Carone	
02	Ottobre 2025	Terza emissione	Silvano Carone	

ORDINE DEGLI ARCHITETTI, PIANIFICATORI, PAESAGGISTI E CONSERVATORI DELLA PROVINCIA DI MILANO
CARONE SILVANO
architetto
14229

INDICE

1 PREMESSA 4
2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO 6
2.1 RIFERIMENTI NORMATIVI 7
2.1.1 NORMATIVA COMUNITARIA 7
2.1.2 NORMATIVA NAZIONALE 8
2.1.3 NORMATIVA REGIONALE 16
2.2 STATO DELLA PIANIFICAZIONE E COERENZA CON I PIANI SOVRAORDINATI 19
2.2.1 STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE 20
2.2.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR) 25
2.2.3 PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (PPTR) 30
2.2.4 PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI) 40
2.2.5 PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA) 45
2.2.6 PIANO REGIONALE QUALITA' DELL'ARIA (PRQA) 60
2.2.7 PIANO ATTUATIVO 2015-2019 DEL PIANO REGIONALE DEI TRASPORTI (PRT) 62
2.2.8 PIANO DI INDIVIDUAZIONE AREE NON IDONEE FER PER EFFETTO DEL RR 24/2010 64
2.2.9 SISTEMA DELLE AREE NATURALI PROTETTE 66
2.2.10 PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO DELLA PROVINCIA DI BRINDISI E VERIFICA DI COERENZA DEL PROGETTO 69
2.2.11 PIANO FAUNISTICO DELLA REGIONE PUGLIA 2018-2023 77
2.2.12 CONFORMITA' DEL PROGETTO ALLA LEGGE QUADRO SUGLI INCENDI BOSCHIVI 79
2.2.13 PIANO DI FABBRICAZIONE (PdF) DEL COMUNE DI LATIANO (BR) E VERIFICA DI COERENZA DEL PROGETTO 79
3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE 80
3.1 DATI DI PROGETTO 80
3.1.1 DATI IDENTIFICATIVI GENERALI DEL PROGETTO 80
3.1.1 SITO DI INSTALLAZIONE 81
3.2 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO 82
3.2.1 ELENCO CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO 85
3.2.2 ELEMENTI COSTITUENDI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO 88
3.3 COMPONENTI E OPERE ELETTROMECCANICHE 89
3.3.1 MODULI FOTOVOLTAICI 89
3.3.2 INSEGUITORI SOLARI (TRACKER) 91
3.3.3 INVERTER 92
3.3.4 CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT 96
3.3.5 CABINA DI RACCOLTA 99

3.3.6 LOCALI TECNICI: CABINE DI STOCCAGGIO MATERIALE 100
3.3.7 CANALIZZAZIONI 101
3.3.8 TERMINALI E DERIVAZIONI 102
3.3.9 IMPIANTO DI TERRA 103

1 PREMESSA

Il presente Studio di Impatto Ambientale è relativo al Progetto Definitivo "Realizzazione di un Impianto Agrivoltaico della potenza nominale di 48128,738 kWp – Lotto 9". Il lotto di intervento è sito in agro del Comune di Latiano (BR), a circa 3,5 Km in direzione nord nord-est dal centro abitato di Latiano. L'area asservita al progetto presenta un'estensione complessiva di Ha 123.96.90 (aree contrattualizzata) ed è costituita da un unico corpo, così come evidenziato nelle Fig.1 e Fig.2. L'area di pertinenza al progetto (contrattualizzata) nel suo complesso è facilmente raggiungibile grazie alla presenza della SP 46 che collega il centro abitato di LATIANO (BR) a quello di San Vito dei Normanni (BR), e la SS 16 che collega il centro abitato di Mesagne (BR) al centro abitato di San Vito dei Normanni (BR). Il campo fotovoltaico è facilmente accessibile grazie anche alla presenza di una buona viabilità comunale.

L'area è identificata al catasto terreni del comune di LATIANO (BR) al foglio 10 p.lle 1-5-6-18-19-20-21-22-23-25-26- 27-28-29-30-31-32-33-34-35-37-38 e 254; Fg. 15 p.lle 1 e 169.

La superficie di interesse, sita geograficamente nella penisola salentina, è costituita da un unico corpo irregolare di complessivi Ha 123.96.90, identificato toponomasticamente sull'IGM e CTR come Masseria S. Elmi. Nel complesso è delimitata ad ovest da superficie agricola afferente a Masseria Paretone in adiacenza con SP 46, a sud con superfici olivetate afferenti a Masseria Rocconuzzo, ad est con Masseria Paradiso in adiacenza con la SS 16 e a nord con Masseria Paretone Vecchia e Masseria Paretone Nuova.

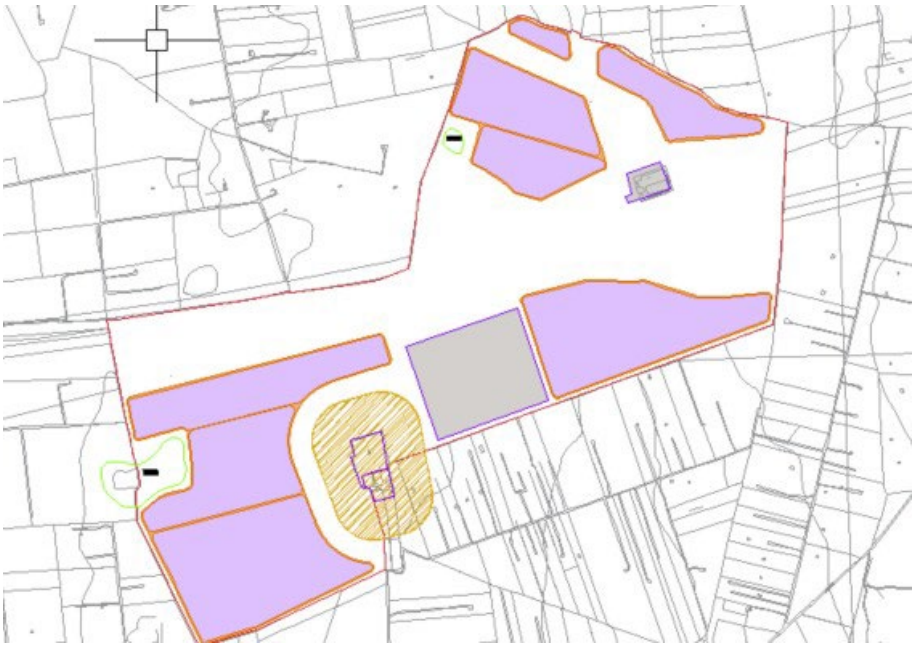


FIG 1 - Localizzazione delle opere progettuali su cartografia CTR

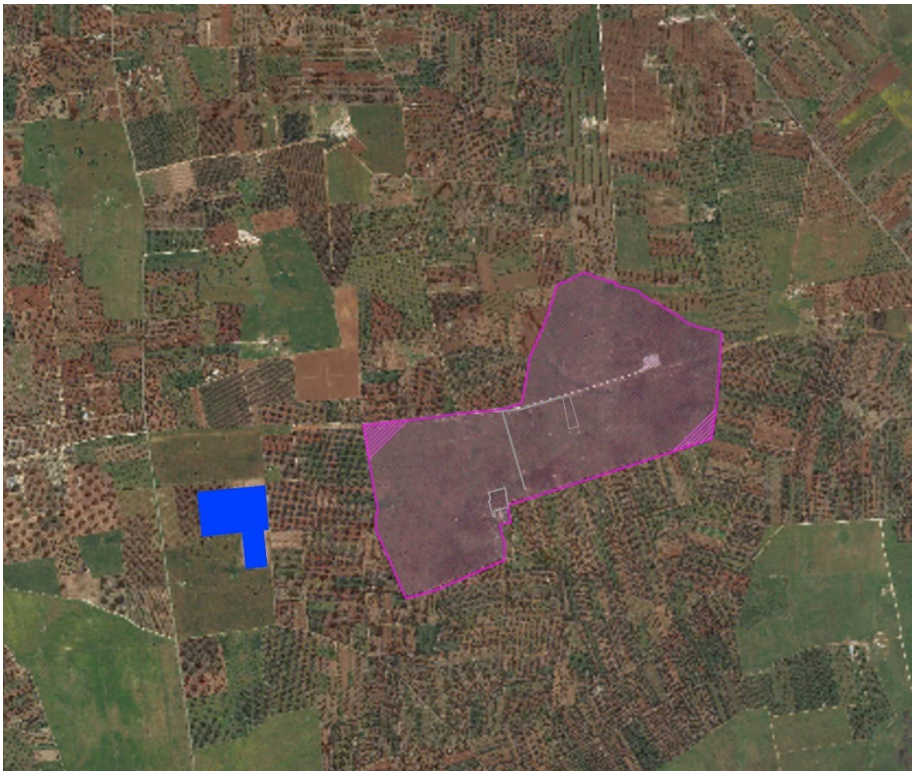


FIG 2 - Localizzazione delle opere progettuali su immagine satellitare 2021

Il documento è realizzato nell'ambito della richiesta di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) ai sensi del Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104: "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale

n. 156 del 6 luglio 2017; e ai sensi della Legge Regionale 12 aprile 2011, n. 11 recante "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale" e ss.mm.ii.

La metodologia adottata per redigere il presente lavoro è quella contenuta nella L.R. 11/2001, modificata successivamente dalle Leggi Regionali n. 17 del 2007, L.R. n. 25 del 2007, L.R. n. 40 del 2007; L.R. n. 1 del 2008, L.R.

n. 31 del 2008, L.R. n. 13 del 2010, L.R. n. 33 del 2012, L.R. n. 44 del 2012, L.R. n. 4 del 2014, L.R. n. 28 del 2016, L.R.

n. 31 del 2017 e della parte II del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

La VIA ha lo scopo di assicurare che nei processi decisionali relativi a progetti di opere o di interventi, di iniziativa pubblica o privata, siano perseguiti la protezione e il miglioramento della qualità della vita umana, il mantenimento della capacità riproduttiva degli ecosistemi e delle risorse, la

salvaguardia della molteplicità delle specie, l'impiego di risorse rinnovabili, l'uso razionale delle risorse. Il procedimento di VIA garantisce l'informazione, la partecipazione dei cittadini ai processi decisionali, la semplificazione delle procedure e la trasparenza delle decisioni.

L'iter di VIA individua descrive e valuta l'impatto ambientale sui seguenti fattori:

- l'uomo;
- la fauna e la flora;
- il suolo, l'acqua, l'aria, il clima e il paesaggio;
- il patrimonio ambientale, storico e culturale;
- le interazioni tra i fattori precedenti.

La presente relazione è stata strutturata secondo le seguenti sezioni:
Quadro di Riferimento Programmatico: in cui è riportata l'indicazione di leggi e provvedimenti in materia di VIA di livello comunitario, nazionale e regionale; la descrizione dello stato della pianificazione del settore, distinguendo tra piani e programmi nazionali, regionali e locali; la verifica di conformità dell'opera con i programmi prima descritti nonché col quadro vincolistico insistente sull'area.
Quadro di Riferimento Progettuale: in cui è previsto l'inquadramento territoriale dell'intervento e la sua puntuale
descrizione, sia in relazione agli aspetti tecnico/progettuali che alle azioni di progetto in cui è decomponibile.
Quadro di Riferimento Ambientale: in cui è riportata la descrizione dello stato dell'ambiente e gli impatti delle azioni di progetto su ciascuna componente ambientale.
Mitigazioni, Compensazioni e il Monitoraggio: definiscono eventuali attività di monitoraggio ambientale, conseguenti all'individuazione dei potenziali impatti sulle componenti ambientali esaminate e, nel caso di identificazione, definisce le corrispondenti azioni di mitigazione e compensazione per la loro riduzione o eliminazione.

2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il quadro di riferimento programmatico è composto dalle seguenti macro-aree:

- Riferimenti normativi
- Stato della pianificazione vigente

2.1 RIFERIMENTI NORMATIVI

2.1.1 NORMATIVA COMUNITARIA

La prima Direttiva Europea in materia di VIA risale al 1985 (Direttiva 85/337/CEE del Consiglio del 27.06.1985): "Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati', e si applicava alla valutazione dell'impatto ambientale di progetti pubblici e privati con un possibile impatto ambientale importante. Tale direttiva è stata riesaminata nel 1997, mediante l'attuazione della Direttiva 97/11/CE, attualmente vigente, che ha esteso le categorie dei progetti interessati ed ha inserito un nuovo allegato relativo ai criteri di selezione dei progetti stessi.

Il 26/05/2003 è stata emanata la Direttiva CEE/CEEA/CE n.35 (Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio) che prevede la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale, e modifica le direttive del Consiglio 85/337/CEE e 96/61/CE relativamente alla partecipazione del pubblico e all'accesso alla giustizia.

Il Pacchetto Clima – Energia 20 20 20 costituisce l'insieme delle misure pensate dalla UE per il periodo successivo al

termine del Protocollo di Kyoto. Il "pacchetto", contenuto nella Direttiva 2009/29/CE, è entrato in vigore nel giugno 2009 e sarà valido fino al 2020; prevede la riduzione delle emissioni di gas serra del 20 %; l'aumento al 20 % della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e il raggiungimento del 20 % quale quota di risparmio energetico. 11 Stati membri hanno superato l'obiettivo rinnovabili 2020 con almeno due anni di anticipo. Secondo i dati Eurostat nel corso degli ultimi dieci anni la quota di consumo di energia da fonti rinnovabili ha registrato in Italia un incremento considerevole, raggiungendo già nel 2014 l'obiettivo nazionale fissato per il 2020 (17%). Dopo il rallentamento segnato tra il 2013 e il 2015, nel 2017 torna a crescere la quota complessiva di consumo da FER (18,3%).

A livello comunitario è opportuno considerare anche le direttive in materia di "mercati energetici", di tutela ambientale e di energia da fonti rinnovabili. Di seguito si riporta un elenco di interesse:

- Direttiva 92/96/CE: liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica;
- Direttiva (CE) numeri 80/779, 84/360 e 85/203 concernenti norme in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali;
- Direttiva 96/61/CE del Consiglio del 27 settembre 1996 in materia di valutazione e di gestione della qualità dell'ambiente.

2.1.2 NORMATIVA NAZIONALE

La VIA è stata recepita in Italia con la Legge n. 349 dell'8.07,1986 e s.m.i., che ha istituito il Ministero dell'Ambiente e le norme in materia di danno ambientale. Il testo prevedeva la competenza statale, presso il Ministero dell'Ambiente, della gestione della procedura di VIA e della pronuncia di compatibilità ambientale, disciplinandone, in maniera sintetica, la procedura stessa. Il D.P.C.M. 27 dicembre 1988 e s.m.i., è stato emanato secondo le disposizioni dell'art. 3 del D.P.C.M. n. 377/88; con all'interno le Norme Tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità. Le Norme Tecniche del 1988, ancora oggi vigenti, definiscono, per tutte le categorie di opere, i contenuti degli Studi di Impatto Ambientale e la loro articolazione, la documentazione relativa, l'attività istruttoria ed i criteri di formulazione del giudizio di compatibilità. Lo Studio di Impatto Ambientale dell'opera va quindi redatto conformemente alle prescrizioni relative ai quadri di riferimento programmatico, progettuale ed ambientale ed in funzione della conseguente attività istruttoria.

Nel 1994 è stata emanata la Legge quadro in materia di Lavori Pubblici (L.11/02/94, n. 109 e s.m.i.) che ha riformato la normativa allora vigente in Italia, definendo tre livelli di progettazione caratterizzati da diverso approfondimento tecnico: Progetto preliminare; Progetto definivo; Progetto esecutivo. Relativamente agli aspetti ambientali è stato stabilito che il progetto definitivo dovesse essere assoggettato alla procedura di VIA. Presentato a valle dei primi anni di applicazione della VIA, il D.P.R. 12 aprile 1996 ha costituito l'atto di indirizzo e coordinamento delle Regioni, relativamente ai criteri per l'applicazione della procedura di VIA per i progetti inclusi nell'allegato II della Direttiva 85/337/CEE. Il D.P.R. è nato dalla necessità di dare completa attuazione alla Direttiva europea ribadendone gli obiettivi originari: nell'Allegato A sono state elencate le opere da sottoporre a VIA regionale; nell'Allegato B le opere da sottoporre a VIA per progetti ricadenti, anche parzialmente, all'interno di aree naturali protette. Al recepimento del D.P.R. è seguito un complesso di circa 130 dispositivi legislativi regionali.

Nel settembre 1996 è stata emanata la Direttiva 96/61/CE, che ha modificato la Direttiva 85/337/CEE, introducendo il concetto di prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC), e il procedimento dell'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale). La direttiva è nata con lo scopo di promuovere le produzioni pulite, valorizzando il concetto di "migliori tecniche disponibili".

La Direttiva 85 ha subito un'evoluzione con la Direttiva 97/11/CE (Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, modifiche ed integrazioni alla Direttiva 85/337/CEE); è stata presentata come una revisione critica successiva agli anni trascorsi di applicazione delle procedure di VIA in Europa. La direttiva 97/11/CE ha ampliato la

portata della VIA aumentando il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I); ne ha rafforzato la base procedurale garantendo nuove disposizioni in materia di selezione, con nuovi criteri (allegato III) per i progetti dell'allegato II, insieme a requisiti minimi in materia di informazione a cura del proponente. Con essa inoltre sono state introdotte le fasi di "screening" e "scoping" e sono stati fissati i principi fondamentali della VIA da recepirsi per ogni Stato membro.

Il quadro normativo in Italia, relativo alle procedure di VIA, è stato ampliato a seguito dell'emanazione della "Legge Obiettivo" (L.443/2001) ed il relativo decreto di attuazione (D.Lgs n. 190/2002 - Attuazione della legge n. 443/2001 per la realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti produttivi strategici e di interesse nazionale"). Il D.Lgs. ha specificato una procedura di VIA speciale, supportata da un'apposita Commissione dedicata al controllo della progettazione, all'approvazione dei progetti e alla realizzazione delle infrastrutture strategiche, descritte nell'elenco della delibera CIPE del 21 dicembre 2001. Nell'ambito della VIA speciale è stata stabilita l'assoggettabilità alla procedura del progetto preliminare dell'opera. Con la delibera CIPE n. 57/2002 sono state date disposizioni sulla Strategia nazionale ambientale per lo sviluppo sostenibile 2000-2010.

La protezione e la valorizzazione dell'ambiente sono diventati fattori trasversali di tutte le politiche settoriali e delle relative programmazioni, richiamando uno dei principi del diritto comunitario espresso dall'articolo 6 del Trattato di Amsterdam, avente come obiettivo la promozione dello sviluppo sostenibile. Nel documento si è affermata la necessità di rendere più sistematica, efficiente ed efficace l'applicazione della VIA; ad esempio, tramite l'istituzione di Osservatori ambientali, finalizzati alla verifica dell'ottemperanza alle pronunce di compatibilità ambientale, nonché il monitoraggio dei problemi ambientali in fase della realizzazione delle opere. È stato constatato come la VIA debba essere integrata a monte con Piani e Programmi volti ai i criteri di sostenibilità ambientale, tramite la Valutazione Ambientale Strategica. La VAS, prevista dalla direttiva 2001/42/CE, ha introdotto infatti un approccio integrato ed intersettoriale, con la partecipazione del pubblico, per garantire l'inserimento di obiettivi di qualità ambientale negli strumenti di programmazione e di pianificazione territoriale.

Un resoconto dell'andamento dell'applicazione della VIA in Europa è stato pubblicato nel 2003 tramite la Relazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio sull'applicazione, sull'efficacia e sul funzionamento della direttiva 85/337/CEE, modificata dalla direttiva 97/11/CE (Risultati ottenuti dagli Stati membri nell'attuazione della direttiva VIA). La relazione ha esaminato il contesto politico europeo ed ha evidenziato come nessuno Stato membro avesse ancora provveduto ad attuare completamente le misure introdotte dalle Direttive 85 e 97. I maggiori problemi riscontrati erano relativi: al livello di soglie di ammissione alla VIA; al controllo di qualità del procedimento di VIA; al frazionamento dei progetti e quindi alla relativa valutazione del cumulo degli effetti

sull'ambiente. Molti stati non presentavano formule di registrazione e monitoraggio sul numero di progetti VIA e sull'esito delle decisioni. Dalla Relazione è risultata evidente la necessità di migliorare l'applicazione della direttiva sotto vari aspetti quali: la formazione per il personale delle amministrazioni locali; il rafforzamento delle procedure nazionali per prevenire o mitigare i danni ambientali; la valutazione del rischio; la selezione dei dati dan rilevare nei sistemi di monitoraggio; la sensibilizzazione sui nessi tra salute umana e ambiente; la sovrapposizione di procedure in materia di autorizzazione ambientale; la facilitazione della partecipazione del pubblico.

Il 26 maggio 2003 al Parlamento Europeo è stata approvata la Direttiva 2003/35/CE, con lo scopo di rafforzare la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale; migliorando le indicazioni delle Direttive 85/337/CEE e 96/61/CE relative alle disposizioni sull'accesso alla giustizia; questa Direttiva inoltre ha contribuito all'attuazione degli obblighi derivanti dalla convenzione di Arhus del 25 giugno 1998.

L'art.6 del DPR 12 aprile 1996 prevede che, ai fini della predisposizione dello studio di impatto ambientale, eventuali soggetti pubblici o privati interessati alla realizzazione delle opere e/o degli impianti in oggetto, abbiamo diritto di accesso alle informazioni e ai dati disponibili presso gli uffici delle amministrazioni pubbliche. Per quel che riguardava la VIA, la Dir. 2003/35/CE ha introdotto: la definizione di "pubblico" e "pubblico interessato"; l'opportunità di un'altra forma di valutazione in casi eccezionali di esenzione di progetti specifici dalla procedura di VIA e la relativa informazione del pubblico; l'accesso, opportunità di partecipazione del pubblico alle procedure decisionali, informativa al pubblico; gli obblighi riguardanti l'impatto transfrontaliero; la procedura di ricorso da parte del pubblico interessato.

In seguito alla delega conferita al Governo dalla Legge n. 308 del 2004 per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale, è stato emanato il D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, pubblicato nella G.U. 14 aprile 2006, che ha riorganizzato la legislazione italiana in materia ambientale, cercando di superare tutte le dissonanze con le direttive europee pertinenti. Il testo è stato così suddiviso:

Parte I - Disposizioni comuni e principi generali

Parte II - Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);

Parte III - Difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche;

Parte IV - Gestione dei rifiuti e bonifiche;

Parte V- Tutela dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera; Parte VI - Danno ambientale.

Il D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. (Testo Unico dell'Ambiente), nella sua Parte II, così come modificato dal D.Lgs. 16 gennaio 2008, n.4 (Ulteriori disposizioni correttive e integrative del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, in S.O. n. 24 alla G.U. 29 gennaio 2008 n. 24) disciplina le valutazioni ambientali maggiormente rilevanti: la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), la Valutazione dell'Impatto Ambientale (VIA) e l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), coordinandole tra loro.

Il D.Lgs n.4/2008 ha integrato la Parte I, II, III e IV del T.U.A., dando completa attuazione al recepimento di alcune Direttive Europee e introducendo i principi fondamentali di: sviluppo sostenibile; prevenzione e precauzione; "chi inquina paga"; sussidiarietà; libero accesso alle informazioni ambientali.

La Parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., così come modificata dal D.Lgs n.4/2008, stabilisce che le strategie di sviluppo sostenibile definiscano il quadro di riferimento per le valutazioni ambientali. Attraverso la partecipazione dei cittadini e delle loro associazioni, queste strategie devono assicurare la dissociazione tra la crescita economica ed il suo impatto sull'ambiente, il rispetto delle condizioni di stabilità ecologica, la salvaguardia della biodiversità ed il soddisfacimento dei requisiti sociali connessi allo sviluppo delle potenzialità individuali quali presupposti necessari per la crescita della competitività e dell'occupazione. Le modifiche apportate al testo originario danno una risposta a molte delle necessità procedurali e tecniche che erano state evidenziate dalla relazione sull'andamento della VIA in Europa del 2003. Il processo di VIA si conclude con il provvedimento di valutazione dell'impatto ambientale emesso dall'Autorità Competente, obbligatorio, vincolante e sostitutivo di ogni altro provvedimento in materia ambientale e di patrimonio culturale. Il provvedimento di valutazione d'impatto ambientale fa luogo dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), e comprende le procedure di valutazione d'incidenza (VINCA). Il termine massimo per l'emissione del provvedimento di VIA è fissato in 150 giorni (12 mesi per le opere complesse).

Di seguito si riporta una breve rassegna normativa relativa alla Valutazione di Impatto Ambientale e agli argomenti ad essa correlati:

- Legge n.349 del 08/07/1986: legge istitutiva del Ministero dell'Ambiente. L'art. 6 riguarda la VIA (Testo aggiornato e coordinato con il D.Lgs. 31.03.1998, n. 112; l'art.1, commi da 438 a 442 della legge 23/12/2005, n. 266 e il D.lgs. 03/04/2006, n. 152).
- Legge n.67 del 11/03/1988: legge finanziaria 1988. L'art.18 comma 5 istituisce la Commissione VIA.
- D.P.C.M. n. 377 del 10/08/1988: regolamentazione delle pronunce di compatibilità ambientale di cui all'art. 6 dellaL. 08/07/1986, n. 349 (ai sensi dell'art. 51, c. 2, del D.Lgs. 152/2006, "Le norme tecniche emanate in attuazione delle disposizioni di

legge di cui all'art. 48, ivi compreso il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 27/12/1988, restano in vigore fino all'emanazione delle corrispondenti norme di cui al comma 3").

D.P.C.M. 27/12/1988: norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità ambientale di cui all'art. 6 della legge 08/07/1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 10/08/1988, n. 377 - (Testo coordinato aggiornato al D.P.R. 2.09.1999, N. 348) - (Ai sensi dell'art. 51, c. 2 del D.Lgs. 152/2006, a decorrere dall'entrata in vigore della parte seconda dello stesso D.Lgs. - prorogata al 31/01/2007 dal D.L. 173/2006, in sede di conversione in L. 228/2006 ed ulteriormente prorogato al 31/07/2007, dal D.L. n. 300/2006 - il D.P.C.M. 377/1988 "non trova applicazione. fermo restando che, per le opere o interventi sottoposti a valutazione di impatto ambientale, fino all'emanazione dei regolamenti di cui al comma 1 continuano ad applicarsi, per quanto compatibili, le disposizioni di cui all'art. 2 del suddetto decreto").

- Circolare Ministero Ambiente 11/08/1989: relativa alla pubblicità degli atti;
- D.P.R. n. 460 del 05/10/1991: modifica il D.P.C.M. 377/1988;
- D.P.R. 27/04/1992: integra il D.P.C.M. 377/88;
- Legge 11/02/1994, n. 109: l'art. 16 individua il progetto definitivo come il livello di progettazione da sottoporre a VIA.
- Legge n. 146 del 11/02/1994: legge comunitaria del 1993; l'art. 40 riguarda la VIA.
- Circolare Ministero Ambiente del 15/02/1996: relativa alla pubblicità degli atti.
- D.P.R. del 12/04/1996: atto di indirizzo e coordinamento nei confronti delle Regioni, in materia di VIA, in applicazione della Legge 146/94 art. 40, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale (D.P.R. abrogato a decorrere dall'entrata in vigore della parte seconda del D.Lgs. 152/2006. Detto termine, già prorogato al 31/01/2007 ai sensi dell'art. 52 del citato D.Lgs, n. 152/2006, come modificato dal 173/2006, convertito, con modifiche, in L. n. 228/2006, è stato ulteriormente prorogato al 31/07/2007 dal D.L. n. 300/2006, convertito in L. n. 17/2007). Circolare Ministero Ambiente n. GAB/96/15208 del 08/10/1996: relativa ai rapporti tra VIA e pianificazione.
- D.P.R. 11/02/1998: disposizioni integrative del Presidente del Consiglio dei ministri 10/08/1988, n.377, in materia di disciplina delle pronunzie di compatibilità ambientale,

di cui alla L. 08/07/1986, n. 349, art. 6.

- D.Lgs. n. 112 del 31/03/1998: conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato (artt. 34, 34 e 71) alle Regioni ed agli enti locali in materia di VIA, in attuazione del capo I della L. 15/03/1997, n. 59 (Testo coordinato ed aggiornato al D.Lgs 07/09/2001, n. 343).
- D.P.R. n. 348 del 02/09/1999: regolamentazione degli studi di impatto ambientale per alcune categorie di opere ad integrazione del D.P.C.M. 27/12/1988.
- D.P.C.M. 03/09/1999: modifica ed integrazione del D.P.R. 12/04/1996, concernente disposizioni in materia di valutazione dell'impatto ambientale (D.P.C.M. abrogato a decorrere dall'entrata in vigore della parte seconda del D. Lgs. 152/2006. Detto termine, già prorogato al 31/01/2007 ai sensi dell'art. 52 del citato D.Lgs n. 152/2006, come modificato dal D.L. 173/2006, convertito, con modifiche, in L. n. 228/2006, è stato ulteriormente prorogato al 31/04/2007 dal D.L. n. 300/2006, convertito in L. n. 17/2007; nella G.U.R.I. n. 113 del 17/05/2007 è stato pubblicato il D.P.C.M. 07/03/2007, che ha modificato il testo dell'art. 3, nella parte relativa agli impianti di recupero di rifiuti sottoposti a procedure semplificate).
- D.P.C.M. 01/09/2000: modifica e integrazione del D.P.R. 12/04/1996.
- Legge n. 340 del 24/11/2000: disposizioni per la delegificazione di norme e per la semplificazione di procedimenti amministrativi pubblicata nella G.U. n. 275 del 24/11/2000 (Modifiche alla L. 241/90) - al Capo II disciplina le conferenze di servizi.
- Decreto 01/04/2004: linee guida per l'utilizzo dei sistemi innovativi nelle valutazioni di impatto ambientale.
- D.Lgs. 03/04/2006, n. 152: norme in materia ambientale - (testo vigente - aggiornato, da ultimo, al D.L n. 90/2008).
- D.P.C.M. del 07/03/2007: modifiche al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 03/11/1999, recante "Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge 22.02.1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale".
- D.Lgs. 16/01/2008, n.4: ulteriori disposizioni correttive e integrative del decreto legislativo 03/04/2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.

La storia della normativa nazionale in materia di impianti fotovoltaici parte dal Piano Energetico

Nazionale del 1988, che pone l'attenzione sul vantaggio economico rinveniente dalle fonti energetiche rinnovabili, sulla problematica ambientale e sull'attuazione dei programmi. Il recepimento normativo del Piano Energetico del 1998 viene effettuato con la legge n.10 del 9 gennaio 1991, mediante la quale viene demandata una serie di compiti alle Regioni (emanazione di norme attuative, attività di programmazione, concessione ed erogazione di contributi, informazione e formazione, diagnosi energetica, partecipazione e consorzi e società per realizzare interventi) e vengono definite le linee guida per il mercato dell'energia, in conformità a quanto previsto dalle direttive Europee. In accordo con la politica energetica della Comunità Europea si stabilisce l'uso razionale dell'energia, il contenimento dei consumi nei processi produttivi, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili. In particolare, l'art. 1 comma 3 della legge 10/91 definisce come fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Nel medesimo comma sottolinea come le fonti rinnovabili siano di interesse pubblico, ovvero "L'utilizzazione delle fonti di energia è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili e urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche." Con la Conferenza Energia e Ambiente, l'ENEA evidenzia la necessità di migliorare l'efficienza delle infrastrutture energetiche mediante l'uso di nuove tecnologie, soprattutto allo scopo di minimizzare il divario esistente con il resto dei paesi europei in materia di standard ambientali. Viene altresì stabilita l'importanza degli investimenti in fonti rinnovabili da effettuarsi nel mezzogiorno, in quanto area privilegiata per la realizzazione di impianti da adibire alla produzione di energia verde.
Ad oggi, secondo la normativa vigente, su tutto lo Stato la costruzione, l'esercizio e la modifica di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, delle opere connesse e delle infrastrutture collegate, sono soggetti ad autorizzazione unica rilasciata dalla Regione o dalla Provincia delegata.

A seguire una sintesi della procedura autorizzativa e dei principali riferimenti normativi nazionali in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili:

- Decreto Legislativo 29/12/2003, n. 387: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Il Decreto, nel rispetto della disciplina nazionale, comunitaria ed internazionale vigente, nonché nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall'articolo 43 della legge 1° marzo 2002, n. 39, è finalizzato a:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'articolo 3, comma 1;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.
- Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10/09/2010: linee guida per il procedimento di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi". L'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si inquadra nella disciplina generale della produzione di energia elettrica ed è attività libera, nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico, ai sensi dell'articolo 1 del decreto legislativo n. 79 del 1999. A tale attività si accede in condizioni di uguaglianza, senza discriminazioni nelle modalità, condizioni e termini per il suo esercizio. Le modalità amministrative ed i criteri tecnici stabilite nelle linee guida si applicano alle procedure per la costruzione e l'esercizio degli impianti sulla terraferma di produzione di energia elettrica alimentati da fonti energetiche rinnovabili, per gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione degli stessi impianti, nonché per le opere connesse ad infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti. Il procedimento unico si svolge tramite conferenza di servizi, nell'ambito della quale confluiscono tutti gli apporti amministrativi necessari per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili. Resta ferma l'applicabilità dell'articolo 14-bis della legge n. 241 del 1990 in materia di conferenza di servizi preliminare. La linea guida stabilisce:
  - i criteri generali per una valutazione positiva dei progetti;
  - i criteri per l'individuazione di aree non idonee da parte delle Regioni e le Province autonome;
  - i criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative.
  - Decreto Legislativo 03/03/2011, n. 28: attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Al fine di favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili e il conseguimento, nel rispetto del principio di leale collaborazione fra Stato e Regioni, degli obiettivi di cui all'articolo 3, la costruzione e

l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili sono disciplinati secondo speciali procedure amministrative semplificate, accelerate, proporzionate e adeguate, sulla base delle specifiche caratteristiche di ogni singola applicazione. L'attività di cui al comma 1 è regolata, secondo un criterio di proporzionalità:

- dall'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, come modificato dall'articolo 5 del presente decreto;
- dalla procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6, ovvero dalla comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11.
- Legge 27/04/2022, n. 34 (Conversione in Legge, con modificazioni, del Decreto-legge 01/03/2022 - Decreto Energia): semplificazione per l'installazione di impianti fotovoltaici in aree idonee e non, per impianti fotovoltaici a terra, per impianti fotovoltaici su edifici, per l'installazione di impianti fotovoltaici flottanti, per l'installazione di impianti agrivoltaici; semplificazione opere connesse a impianti a fonti rinnovabili.
- Linee guida in materia di Impianti Agrivoltaici: Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, giugno 2022.

2.1.3 NORMATIVA REGIONALE

<u>Normativa regionale in materia di via</u>

In attuazione della direttiva 85/337/CEE, così come modificata dalla direttiva 97/11/CE e dal decreto del Presidente della Repubblica 12 aprile 1996, integrato e modificato dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 3 settembre 1999, la Legge Regionale 12 aprile 2001, n. 11 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale" (BURP n° 57 pubblicato il 12/04/2001) disciplina le procedure di valutazione di impatto ambientale (VIA) in Regione Puglia. La stessa legge disciplina le procedure di valutazione di incidenza ambientale di cui al decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357. Nella legge lo scopo della VIA è quello "di assicurare che nei processi decisionali relativi a piani, programmi di intervento e progetti di opere o di interventi, di iniziativa pubblica o privata, siano perseguiti la protezione e il miglioramento della qualità della vita umana, il mantenimento della capacità riproduttiva degli ecosistemi e delle risorse, la salvaguardia della molteplicità delle specie, l'impiego di risorse rinnovabili, l'uso razionale delle risorse" (art. 1 comma 2). Obiettivi della LR 11/2001 sono quelli di garantire (art. 1 comma 3):

a. l'informazione;
b. la partecipazione dei cittadini ai processi decisionali;

c. la semplificazione delle procedure;
d. la trasparenza delle decisioni.

Sono oggetto della procedura di valutazione di impatto ambientale i progetti di opere ed interventi sia pubblici che privati e gli interventi di modifica o di ampliamento su opere già esistenti, sia pubbliche che private. I progetti sono divisi in due gruppi di elenchi (Allegati A e B) a loro volta suddivisi in funzione dell'attribuzione della procedura di VIA a Regione, Province e Comuni (autorità competenti):

- Allegati A: progetti obbligatoriamente sottoposti alla valutazione;
- Allegati B: progetti sottoposti alla fase di verifica purché non ricadenti neppure parzialmente in aree naturali protette, localizzazione che impone la valutazione obbligatoria.

L'attribuzione delle competenze è basata sulle tipologie e sul dimensionamento delle opere e degli interventi e si suddivide nel seguente modo:

- Allegati A1 e B1: progetti di competenza della Regione (suddivisi nel caso dell'allegato B1 nelle categorie progetti
- di infrastrutture e altri progetti);
- Allegati A2 e B2: progetti di competenza della Provincia (suddivisi nel caso dell'allegato B2 nelle categorie agricoltura, industria energetica, industria dei prodotti alimentari, industrie dei tessili, del cuoio, del legno, della carta, industria della gomma e delle materie plastiche, progetti di infrastrutture e altri progetti;
- Allegati A3 e B3: progetti di competenza del Comune (suddivisi nel caso dell'allegato B1 nelle categorie progetti di infrastrutture e altri progetti).

Il trasferimento delle funzioni conferite dalla legge n. 11/2001 alle Province, ai Comuni e agli Enti-Parco regionali (art. 31) è avvenuto per mezzo della L.R. 7/2007 "Disposizioni in campo ambientale, anche in relazione al decentramento delle funzioni amministrative in materia ambientale". Con tale legge sono state emanate, nelle more di un necessario più organico inquadramento della complessiva normativa regionale in materia di ambiente, alla luce del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale), le prime disposizioni urgenti finalizzate sia a favorire il processo di decentramento di alcune funzioni amministrative in materia ambientale, nuove ovvero già disposte con la legge regionale 30 novembre 2000, n. 17 (conferimento di funzioni e compiti amministrativi in materia di tutela ambientale), sia ad apportare utili correttivi all'attuale normativa regionale vigente in varie materie.

La procedura di VIA, secondo la legge regionale 11/2001, si compone di fasi differenziate, verifica, specificazione dei contenuti e valutazione, che non rappresentano però dei passaggi obbligatori, ma

una serie di tappe che possono o devono interessare un progetto in relazione alle sue caratteristiche specifiche, alla decisione dell'autorità competente ed alle scelte del proponente.

Normativa regionale per le energie rinnovabili

La Regione Puglia, nel quadro nazionale, rappresenta la realtà più dinamica a livello di legislazione sulle energie alternative, partendo dall'energia eolica e da quella fotovoltaica. Dalle delibere di Giunta Regionale n.1409 e n.1410 del 30/09/2002, aventi ad oggetto "approvazione dello studio per l'elaborazione del piano energetico regionale – aggiornamenti", si riportano valutazioni sulle opportunità di sviluppo del sistema energetico regionale e, in particolare, della produzione di energia elettrica da fonti fossili e da fonti rinnovabili.

Nelle more dell'approvazione del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), nel Gennaio del 2004 la Regione

Puglia redige le Linee Guida per la realizzazione di impianti eolici nella Regione. Successivamente viene approvata la

D.G.R. n. 716 del 31/05/2005 che, sulla base del D.Lgs. del 29/12/2003, n.387, assicura un esercizio unitario delle procedure relative al settore degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, nel suo complesso. Tale delibera, alla luce delle istanze di autorizzazione pervenute al settore e alla luce delle conferenze di servizi già espletate ed in itinere, è adeguata con successiva D.G.R. n. 35 del 23/01/2007. Questa ultima D.G.R. di fatto sostituisce le D.G.R. 716/2005 e 1550/2006 e tiene anche conto del Regolamento Regionale n. 16 del 04/10/2006 per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia. Nel medesimo D.G.R. 35 del 23/01/2007 viene approvato l'allegato A, recante "Disposizioni e indirizzi per la realizzazione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, interventi di modifica, rifacimenti totale o parziale e riattivazione, nonché opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla loro costruzione ed esercizio" in applicazione del Decreto Legislativo 29/12/2003 n.387. Con la sentenza n. 344 del 17-26/11/2010 (pubblicata in G.U. 1/12/2010) della Corte costituzionale è dichiarato incostituzionale il Regolamento Regionale n. 16 del 2006. Nel frattempo, il P.E.A.R. "Piano energetico ambientale regionale" Puglia viene adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08/06/07.

La regione Puglia con la L.R. 21 ottobre 2008, n. 31 dispone nuove "Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale". Il 30/12/2010 viene approvata la D.G.R. 3029 "Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Il 30 dicembre 2010 entra in vigore il Regolamento Regionale n. 24/2010, attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 "Linee Guida per l'autorizzazione degli

impianti alimentati da fonti rinnovabili" nelle quali vengono individuate le aree e i siti non idonei all'istallazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia. La sentenza del TAR Lecce n. 2156 del 14 dicembre 2011 dichiara illegittime le linee guida pugliesi laddove prevedono un divieto assoluto di realizzare impianti a fonti rinnovabili nelle aree individuate come non idonee. Secondo i giudici, infatti, le linee guida nazionali (D.M. 10 settembre 2010) nel dettare alle Regioni i criteri con i quali individuare le aree non idonee, non hanno mai inteso dettare un divieto preliminare assoluto, che comporterebbe quindi un rigetto automatico della domanda per il solo fatto che il progetto dell'impianto ricade in area non idonea.

Il 3 gennaio 2011 vengono approvate le Istruzioni tecniche per l'informatizzazione della documentazione a corredo dell'Autorizzazione Unica" e delle "Linee Guida Procedura Telematica" (Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 – DGR n. 3029 del 30/12/2010.

Il 6 giugno del 2014 con la Determina del Dirigente Servizio Ecologia n.162 vengono approvate le direttive tecniche della DGR n. 2212 del 23/10/2012 – Indirizzi applicativi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale, in merito alla regolamentazione degli aspetti tecnici e di dettaglio.

Il 24 ottobre 2016 viene approvata la Determina del Dirigente Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali n.49 in cui viene disposto che le Autorizzazioni Uniche debbano prevedere una durata pari a 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto, come previsto dal D.M. del 23/06/2016.

Normativa della provincia di brindisi per le energie rinnovabili

La Provincia di Brindisi ha approvato, con Deliberazione del Consiglio Provinciale n.34 del 15/10/2019 gli "Indirizzi organizzativi e procedimentali per lo svolgimento delle procedure di VIA di progetti per la realizzazione di impianti fotovoltaici ed eolici nella Provincia di Brindisi".

Con Decreto del Presidente della Provincia di Brindisi n.57 del 13/08/2019 sono state effettuate modifiche al Decreto del Presidente n.86 del 16/11/2017 – "Determinazioni in merito agli oneri istruttori in materia di procedimenti ambientali e servizi di trasporto, nonché alle tariffe per il rilascio di copie di atti e documenti amministrativi"

2.2 STATO DELLA PIANIFICAZIONE E COERENZA CON I PIANI SOVRAORDINATI

Il quadro di riferimento programmatico deve fornire gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. In particolare, comprende:

- le finalità del progetto in relazione agli stati di attuazione degli strumenti di pianificazione vigenti;

- la descrizione dei rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori rispetto all'area di localizzazione, con particolare riguardo all'insieme dei condizionamenti e vincoli di cui si è dovuto tenere conto nella redazione del progetto, in particolare le norme tecniche ed urbanistiche che regolano la realizzazione dell'opera, i vincoli paesaggistici, naturalistici, architettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici eventualmente presenti, oltre a servitù ed altre limitazioni di proprietà.

2.2.1 STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

In un contesto macroeconomico difficile e incerto tutti gli sforzi del Paese devono essere orientati verso la ripresa di una crescita sostenibile, che può avvenire attraverso un miglioramento sostanziale della competitività del sistema economico italiano, in cui il sistema energetico può e deve giocare un ruolo chiave. Affrontare i principali nodi del settore rappresenta un'importante riforma strutturale per il Paese; per farlo è essenziale rispondere ad alcune importanti sfide:

- diminuire i prezzi dell'energia per imprese e famiglie che ad oggi sono superiori a quelli degli altri Paesi europei (un altro 'spread' che ci penalizza fortemente);
- maggiore sicurezza di approvvigionamento energetico ad oggi non ottimale nei momenti di punta, in particolare per il gas;
- diminuire la dipendenza da fonti fossili di importazione;
- diminuire le difficoltà economico-finanziarie di alcuni operatori del settore.

Rilanciare la competitività non implica tuttavia un compromesso con le scelte di sostenibilità ambientale che sono state fatte con l'adesione agli obiettivi europei per il 2020 e con la definizione del percorso di decarbonizzazione verso il 2050; al contrario, è necessario che competitività e sostenibilità ambientale vadano a braccetto. Far fronte alle conseguenze relative al cambiamento climatico, assicurare la competitività del sistema produttivo e garantire la sicurezza e l'accessibilità energetica a tutti i cittadini sono le problematiche che segneranno l'Italia e l'Europa nel lungo-lunghissimo periodo (fino al 2050), e che richiederanno una trasformazione radicale del sistema energetico e del funzionamento della società. Coerentemente con queste necessità, la nuova Strategia Energetica Nazionale si incentra su quattro obiettivi principali:

1. Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, allineando prezzi e costi dell'energia a quelli europei al 2020, assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta la competitività industriale italiane ed europea. E' questa l'area in cui si parte da una situazione di maggior criticità e per la quale sono necessari i maggiori sforzi: differenziali di prezzo di oltre il 25% ad esempio per l'energia elettrica hanno un impatto decisivo sulla

competitività delle imprese e sul bilancio delle famiglie.

2. Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20") ed assumere un ruolo guida nella definizione ed implementazione della Roadmap 2050. Tutte le scelte di politica energetica, quindi, devono tendere a migliorare gli standard ambientali e di decarbonizzazione, già oggi tra i più elevati al mondo, e a far assumere al Paese un ruolo esemplare a livello globale.
3. Continuare a migliorare la nostra sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero. È necessario migliorare soprattutto la capacità di risposta ad eventi critici (come la crisi del gas del febbraio 2012 ci ha dimostrato) e ridurre il nostro livello di importazioni di energia, che oggi costano complessivamente al Paese circa 62 miliardi di euro l'anno, e che ci espongono direttamente ai rischi di volatilità e di livelli di prezzo attesi nel prossimo futuro.
4. Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico. Lo sviluppo della filiera industriale dell'energia può e deve essere un obiettivo in sé della strategia energetica, considerando le opportunità, anche internazionali, che si presenteranno in un settore in continua crescita (stimati 38 mila miliardi di investimenti mondiali al 2035 dalla IEA) e la tradizione e competenza del nostro sistema industriale in molti segmenti rilevanti. In questo ambito particolare attenzione andrà rivolta alla crescita di tutti i segmenti dell'economia 'verde', di cui sarà importante saper sfruttare appieno il potenziale.

<u>Priorità d'azione e risultati attesi al 2020</u>

Nel medio-lungo periodo, ovvero per il 2020, per il raggiungimento degli obiettivi citati la strategia si articola in sette priorità con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

1. Efficienza energetica. L'efficienza energetica contribuisce al raggiungimento di tutti gli obiettivi di politica energetica menzionati precedentemente: la riduzione dei nostri costi energetici, grazie al risparmio di consumi; la riduzione dell'impatto ambientale (l'efficienza energetica è lo strumento più economico per l'abbattimento delle emissioni, con un ritorno sugli investimenti spesso positivo per il Paese, e quindi da privilegiare per raggiungere gli obiettivi di qualità ambientale); il miglioramento della nostra sicurezza di approvvigionamento e la riduzione della nostra dipendenza energetica; lo sviluppo economico generato da un settore con forti ricadute sulla filiera nazionale, su cui l'Italia vanta numerose posizioni di leadership e può quindi guardare anche all'estero come ulteriore mercato in rapida espansione. Con un forte impulso all'efficienza energetica verrà assorbita una parte sostanziale degli incrementi attesi di domanda di energia al 2020, sia primaria che di consumi finali. In questo contesto

il settore dovrà quindi fronteggiare realisticamente uno scenario di domanda complessiva che resterà ferma su livelli paragonabili a quelli degli ultimi anni.

2. Sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili. L'Italia intende superare gli obiettivi di produzione rinnovabile europei ('20-20-20'), contribuendo in modo significativo alla riduzione di emissioni e all'obiettivo di sicurezza energetica. Nel fare ciò è però di grande importanza contenere la spesa in bolletta, che grava su imprese e famiglie, allineando il livello degli incentivi ai valori europei e spingendo lo sviluppo dell'energia rinnovabile termica, che ha un buon potenziale di crescita e costi specifici inferiori a quella elettrica. Occorrerà inoltre orientare la spesa verso le tecnologie e i settori più virtuosi, ossia con maggiori ritorni in termini di benefici ambientali e sulla filiera economica nazionale (in tal senso, particolare attenzione verrà rivolta al riciclo e alla valorizzazione dei rifiuti). Le rinnovabili rappresentano infatti un segmento centrale di quella green economy che è sempre più considerata a livello internazionale un'opportunità per la ripresa economica.
3. Sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico. Il settore elettrico è in una fase di profonda trasformazione, determinata da numerosi cambiamenti; solo per citare i più evidenti: la frenata della domanda, la grande disponibilità (sovrabbondante) di capacità di produzione termoelettrica e l'incremento della produzione rinnovabile, avvenuto con un ritmo decisamente più veloce di quanto previsto nei precedenti documenti di programmazione. In tale ambito, le scelte di fondo saranno orientate a mantenere e sviluppare un mercato elettrico libero, efficiente e pienamente integrato con quello europeo, in termini sia di infrastrutture che di regolazione, e con prezzi progressivamente convergenti a quelli europei. Sarà inoltre essenziale la piena integrazione, nel mercato e nella rete elettrica, della produzione rinnovabile.
4. Modernizzazione del sistema di governance. Per facilitare il raggiungimento di tutti gli obiettivi precedenti bisognerà rendere più efficace e più efficiente il nostro sistema decisionale, che ha oggi procedure e tempi molto più lunghi e farraginosi di quelli degli altri Paesi con i quali ci confrontiamo. La condivisione di una strategia energetica nazionale chiara e coerente rappresenta un primo importante passo in questa direzione.

La realizzazione di questa strategia consentirà un'evoluzione del sistema graduale ma significativa ed il superamento

degli obiettivi europei 20-20-20, con i seguenti risultati attesi al 2020:

- Contenimento dei consumi ed evoluzione del mix in favore delle fonti rinnovabili. In particolare, si prevede una riduzione del 24% dei consumi primari rispetto all'andamento inerziale al 2020 (ovvero, -4% rispetto al 2010), superando gli obiettivi europei di riduzione del 20%, principalmente grazie alle azioni di efficienza energetica. In termini di mix, ci si attende un 19-20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi (rispetto a circa 10% del 2010). Sui consumi primari energetici l'incidenza equivale al 23%, mentre si ha una riduzione dall'86 al 76% dei combustibili fossili. Inoltre,

ci si attende che le rinnovabili raggiungano o superino i livelli del gas come fonte nel settore elettrico, rappresentando il circa 35-38% dei consumi (rispetto al 23% del 2010).

- Significativa riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei. In particolare, è possibile un risparmio di circa 9 miliardi di euro l'anno sulla bolletta nazionale di elettricità e gas (pari oggi a circa 70 miliardi). Questo è il risultato di circa 4-5 miliardi l'anno di costi addizionali rispetto al 2012, e circa 13,5 miliardi l'anno di risparmi includendo sia una riduzione dei prezzi (in ipotesi di prezzi internazionali costanti), sia una riduzione dei volumi (rispetto ad uno scenario di riferimento inerziale).
- Raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020. Questi includono sia i già citati obiettivi di consumo di energie rinnovabili e di efficientamento energetico, sia una riduzione delle emissioni di gas serra pari al 21%, superando gli obiettivi europei per l'Italia, ETS e non, quantificabili nel 18% di riduzione rispetto alle emissioni del 2005, in linea con il Piano nazionale di riduzione della CO2.
- Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento e maggiore flessibilità del sistema. Si prevede una riduzione della fattura energetica estera di circa 14 miliardi di euro l'anno (rispetto ai 62 miliardi attuali, e -19 rispetto alle importazioni tendenziali 2020 in ipotesi di prezzi delle commodity costanti), con la riduzione dall'84 al 67% della dipendenza dall'estero, grazie a efficienza energetica, aumento produzione rinnovabili, minore importazione di elettricità e maggiore produzione di risorse nazionali. Ciò equivale a circa 1% di PIL addizionale e, ai valori attuali, sufficiente a riportare in attivo la bilancia dei pagamenti, dopo molti anni di passivo.
- Impatto positivo sulla crescita economica grazie a importanti investimenti attesi nel settore e alle implicazioni della strategia in termini di competitività del sistema. Si stimano infatti circa 170-180 miliardi di euro di investimenti da qui al 2020, soprattutto nella green e white economy (rinnovabili e efficienza energetica). Si tratta di investimenti privati, in parte supportati da incentivi, e previsti con ritorno economico positivo per il Paese.

Lo sviluppo energetico sostenibile al 2050

Per quanto riguarda l'orizzonte di lungo e lunghissimo periodo (2030 e 2050) le sfide ambientali, di competitività e di sicurezza richiederanno un cambiamento più radicale del sistema, che in larga parte non coinvolgerà solo il mondo dell'energia, ma l'intero funzionamento della società. Gli ultimi decenni ci hanno mostrato come sia difficile prevedere l'evoluzione tecnologica e dei mercati, soprattutto su orizzonti di lunghissimo periodo. L'Italia si propone quindi una strategia di lungo periodo flessibile ed efficiente per perseguire la scelta di fondo di decarbonizzazione, prestando attenzione e facendo leva, soprattutto tramite la ricerca e lo sviluppo tecnologici, sui possibili

elementi di discontinuità (quali, tra gli altri, una più rapida riduzione dei costi nelle tecnologie rinnovabili e di accumulo, nei biocarburanti, o nella cattura e stoccaggio della CO2).

In coerenza con tale strategia, l'Italia deve quindi adottare un approccio neutro da un punto di vista tecnologico, promuovendo in ambito europeo la definizione di un unico obiettivo post-2020 concentrato sulla riduzione complessiva delle emissioni, superando quindi l'attuale sistema che sovrappone parzialmente obblighi e misure specifiche per diverse tecnologie o settori. In tale ambito sarà da valutare a livello europeo un'evoluzione del sistema ETS, o il suo superamento con l'introduzione di una fiscalità ambientale, con la definizione degli obiettivi al 2030. Al contempo, è indispensabile che l'Italia e l'Europa svolgano un ruolo esemplare in grado di stimolare una risposta globale alle problematiche del cambiamento climatico, in quanto unica efficace.

Un'analisi dei possibili scenari evolutivi per il Paese, a conoscenze attuali, per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, ci consente di identificare con maggiore precisione le implicazioni comuni che dovranno orientare il settore nelle sue scelte di lungo periodo, e di cui tener conto già nelle scelte attuali. Tra le principali:

- La necessità di moltiplicare gli sforzi in efficienza energetica. I consumi primari dovranno ridursi in un range dal 17% al 26% al 2050 rispetto al 2010, disaccoppiando la crescita economica dai consumi energetici; in particolare saranno fondamentali gli sforzi nell'area dell'edilizia e dei trasporti.
- La forte penetrazione delle energie rinnovabili, che in qualunque degli scenari ipotizzabili al momento dovrebbero raggiungere livelli di almeno il 60% dei consumi finali lordi al 2050, con livelli ben più elevati nel settore elettrico. Oltre alla necessità di ricerca e sviluppo per l'abbattimento dei costi, sarà fondamentale un ripensamento delle infrastrutture di rete e mercato.
- Un incremento sostanziale del grado di elettrificazione, che dovrà quasi raddoppiare al 2050, raggiungendo almeno il 38%, in particolare nei settori elettrico e dei trasporti.
- Il mantenimento di un ruolo chiave del gas per la transizione energetica, nonostante una riduzione del suo peso percentuale e in valore assoluto nell'orizzonte dello scenario.

Tale percorso di progressiva decarbonizzazione richiede la ricerca e lo sviluppo di tecnologie d'avanguardia, capaci di realizzare 'discontinuità' in grado di mutare gli equilibri delle forze di mercato. È fondamentale che si rilanci uno sforzo coordinato mondiale in tale direzione: in questo senso l'Italia può contribuire investendo di più e con maggiore convinzione, e ancor di più aiutando ad orientare il dibattito e contribuendo alla costruzione di un'agenda internazionale in materia.

Le scelte di fondo che guideranno le decisioni in tema di ricerca e sviluppo nel settore puntano a rilanciare le tematiche di interesse prioritario (tra le quali la ricerca sulle rinnovabili innovative, sulle reti intelligenti e sistemi di accumulo e su materiali e soluzioni di efficienza energetica), a rafforzare le risorse a disposizione ad accesso competitivo destinate al partenariato tra università, centri di

ricerca e imprese e a superare l'attuale segmentazione delle iniziative affidate ai vari Enti e Ministeri.

2.2.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE (PEAR)

La Regione Puglia è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Il PEAR costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in campo energetico, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Con Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012, n. 602 sono state individuate le modalità operative per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale affidando le attività ad una struttura tecnica costituita dai servizi Ecologia, Assetto del Territorio, Energia, Reti ed Infrastrutture materiali per lo sviluppo e Agricoltura. La revisione del PEAR è stata disposta dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato, agli artt. 2 e 3, le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale. La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii..

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Puglia contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico per un orizzonte temporale di dieci anni. Diversi sono i fattori su cui si inserisce questo processo di pianificazione:

- il nuovo assetto normativo che fornisce alle Regioni e agli enti locali nuovi strumenti e possibilità di azione in campo energetico;
- l'entrata di nuovi operatori nel tradizionale mercato dell'offerta di energia a seguito del processo di liberalizzazione;
- lo sviluppo di nuove opportunità e di nuovi operatori nel campo dei servizi energetici;
- la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto della sicurezza degli approvvigionamenti delle tradizionali fonti energetiche primarie;
- la necessità di valutare in forma più strutturale e meno occasionale le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel contesto dell'impatto sull'ambiente delle tradizionali fonti energetiche primarie, con particolare riferimento alle emissioni delle sostanze climalteranti.

Il Piano Energetico Ambientale della Regione Puglia (PEAR) è strutturato in tre parti:

- contesto energetico regionale e sua evoluzione;

- obiettivi e strumenti;
- valutazione ambientale strategica.

La crescita energetica regionale a livello socioeconomico è pianificata nel Programma Operativo Regionale (POR) Puglia, che attribuisce un ruolo rilevante alle risorse energetiche. Sul lato dell'offerta di energia la Regione intende costruire un mix energetico differenziato e nello stesso tempo compatibile con la necessità di salvaguardia ambientale.

La priorità del QSN si articola in un due obiettivi generali ciascuno dei quali persegue due obiettivi specifici. Il primo obiettivo generale riguarda lo sviluppo delle energie rinnovabili e il risparmio energetico; il secondo obiettivo generale riguarda la gestione delle risorse idriche, la gestione dei rifiuti, la bonifica dei siti inquinati, la difesa del suolo e la prevenzione dei rischi naturali e tecnologici.

Al fine di promuovere un uso sostenibile ed efficiente delle risorse naturali incentivando in particolare lo sviluppo e l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, il PO FESR della Puglia individua due obiettivi specifici:

- garantire le condizioni di sostenibilità ambientale dello sviluppo e raggiungere livelli adeguati di servizi ambientali per la popolazione e le imprese;
- aumentare la quota di energia proveniente da fonti rinnovabili, promuovere il risparmio energetico e migliorare l'efficienza energetica.

Sul Bollettino ufficiale regionale n. 110 del 23 agosto 2018 è stato pubblicato l'avviso di avvio delle consultazioni preliminari di VAS (scoping) inerenti il nuovo Documento Programmatico Preliminare (DPP) del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), approvato con DGR n. 1424 del 278/2018, ai sensi dell'art 13 c.2 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.

Il PEAR delinea le linee di indirizzo che la Regione intende porre per definire una politica di governo sul tema energia, per quanto riguarda sia la domanda che l'offerta, e auspica che la prerogativa di diversificare le fonti e la riduzione dell'impatto ambientale globale e locale passi attraverso la necessità di limitare gradualmente l'impiego di carbone, o di gas clima iteranti, incrementando così l'impiego del gas naturale e delle fonti rinnovabili. A questo scopo è possibile affermare che l'intervento di realizzazione di un impianto fotovoltaico, oggetto della presente relazione, rientra tra le tipologie di produzione energetica previste dalla programmazione regionale per:

- il mantenimento ed il rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno energetico della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;
- la riduzione delle emissioni di C02 prodotta da centrali elettriche che utilizzano combustibili fossili;
- l'approvvigionamento energetico che non comporta la realizzazione di opere a notevole impatto ambientale e a rischio di incidente rilevante per la salute pubblica;
- la realizzazione di un allestimento diffuso ad alta efficienza energetica.

Il Piano Energetico Ambientale Regionale cita: "è obiettivo generale del piano quello di incentivare lo sviluppo della risorsa da fonti rinnovabili, nella consapevolezza che ciò:

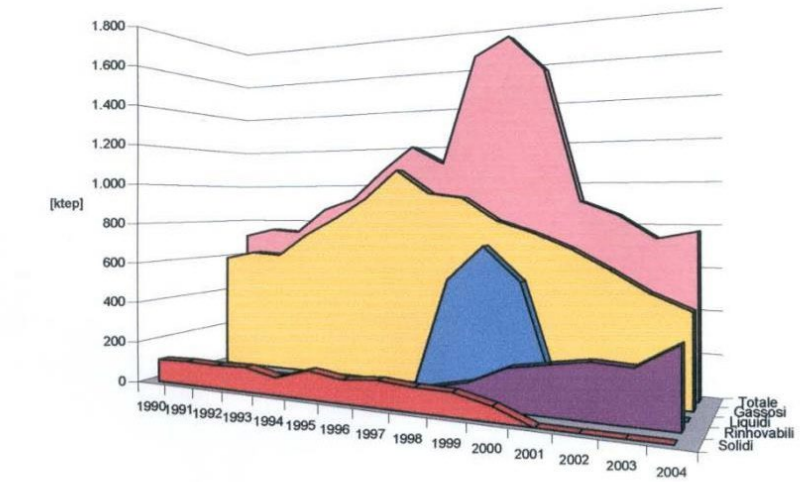
- contribuisca a diminuire l'impatto complessivo sull'ambiente della produzione di energia elettrica;
- determini una differenziazione nell'uso delle fonti primarie;
- porti ad una concomitante riduzione dell'impiego delle fonti più inquinanti quali il carbone.

Nel Bilancio Energetico Regionale del P.E.A.R. è messo in evidenza come alla fine del 2004 la produzione interna lorda di fonti primarie in Puglia ammontava a circa 773 ktep, valore simile a quanto registrato nei primi anni '90, ma inferiore al picco registrato nel 1999. Durante gli ultimi 15 anni la composizione delle fonti primarie regionali è cambiata (Fig.3):

In particolare, si possono evidenziare i seguenti fenomeni:

- la produzione di combustibili gassosi è caratterizzata da un sensibile incremento tra il 1990 e il 1996, per poi ridiscendere costantemente. Il dato del 2004 corrisponde a circa 520 Mmc e le stime del 2005 indicano un ulteriore calo di produzione ad un livello di poco superiore ai 400 Mmc. Tale calo è in linea con l'andamento complessivo nazionale. Al 31 dicembre 2004 sul territorio della Regione Puglia risultavano vigenti 15 concessioni di coltivazione di idrocarburi per complessivi 1.267 kmq. I pozzi sono presenti essenzialmente in provincia di Foggia. La produzione pugliese nel 2004 corrispondeva al 22% della produzione nazionale su terraferma ed è la più rilevante dopo quella della Basilicata;
- la produzione di combustibili liquidi è attualmente assente, mentre ha avuto un picco nel triennio 1998 – 2000, arrivando ad un valore di 700.000 tonnellate all'anno;
- i combustibili solidi sono da intendersi come fonti derivanti essenzialmente da attività industriali e sono presenti sotto forma di gas di processo. Si sono mantenuti ad un livello di circa 100 ktep fino al 2000, per poi scomparire;

- le fonti rinnovabili includono essenzialmente le biomasse e le diverse fonti di produzione di energia elettrica, essenzialmente idroelettrico, eolico e fotovoltaico (in questo caso le fonti primarie sono valutate a 2200 kcal per kWh prodotto). Il ruolo di tali fonti è stato in continua crescita e nel 2005 queste costituiscono ormai la principale fonte di produzione primaria della Regione. All'inizio degli anni '90 la produzione di fonti rinnovabili primarie coincideva essenzialmente con la legna da ardere, mentre la quota destinata alla produzione di energia elettrica è andata incrementandosi costantemente soprattutto a partire dal1997.



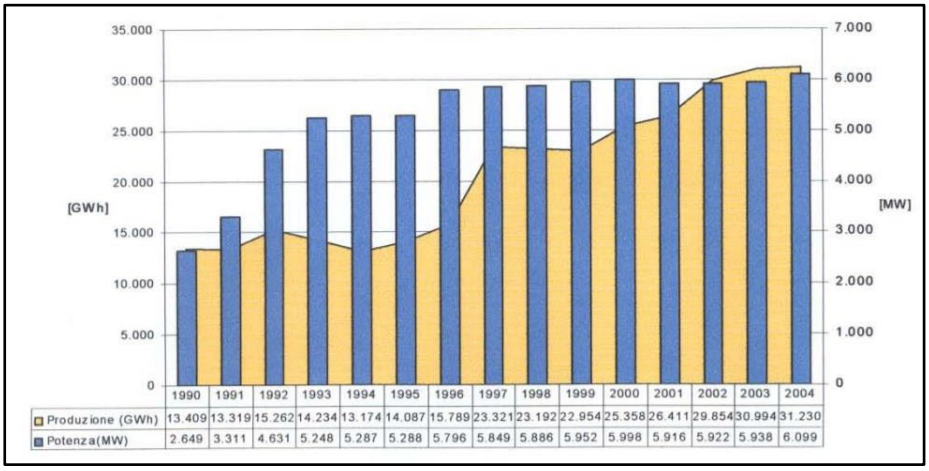
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Solidi	109	114	110	117	84	132	109	123	110	106	67	0	0	0	0
Rinnovabili	6	5	8	12	13	11	18	33	74	110	189	218	246	238	345
Liquidi	3	2	2	2	2	2	2	1	538	702	543	1	0	0	0
Gassosi	593	628	618	734	821	923	1.068	950	927	817	761	691	601	500	428
Totale	711	749	738	865	920	1.068	1.197	1.107	1.649	1.735	1.560	910	847	738	773

FIG 3– Produzione di fonti energetiche primarie

Il territorio della Regione Puglia è caratterizzato dalla presenza di numerosi impianti di produzione di energia elettrica, funzionanti sia con fonti combustibili che con fonti rinnovabili. La produzione lorda di energia elettrica al 2004 è stata di

31.230 GWh, a fronte di una produzione di circa 13.410 GWh nel 1990; l'aumento di produzione è dovuta ad una potenza

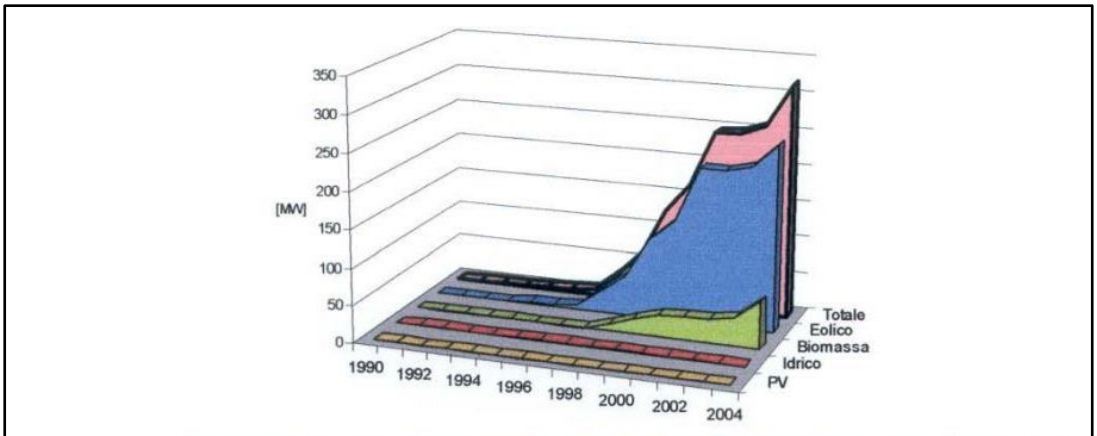
installata che è passata dai 2.650 MW nel 1990 ai 6.100 MW nel 2004 (Fig. 4).



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Produzione (GWh)	13.409	13.319	15.262	14.234	13.174	14.087	15.789	23.321	23.192	22.954	25.358	26.411	29.854	30.994	31.230
Potenza(MW)	2.649	3.311	4.631	5.248	5.287	5.288	5.796	5.849	5.886	5.952	5.998	5.916	5.922	5.938	6.099

FIG 4 – Potenza installata e produzione di energia elettrica

Per quanto riguarda le fonti energetiche rinnovabili, l'evoluzione della potenza installata è rappresentata nella Fig. 5.



	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
PV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Idrico	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	1	0
Biomassa	0	0	0	0	0	0	0	0	9	20	30	32	33	38	64
Eolico	0	0	0	0	3	3	6	31	55	108	138	212	212	220	252
Totale	0	1	1	1	4	5	8	33	66	130	169	245	246	259	317

FIG 5 – Potenza elettrica installata di impianti a fonti rinnovabili

L'apparato di produzione di energia elettrica pugliese ha comportato, nel 2004, una emissione di

anidride carbonica che può essere stimata in oltre 27 milioni di tonnellate. La sola centrale ENEL di Brindisi contribuisce per oltre il 50% di tale valore. Considerando le nuove centrali termoelettriche autorizzate, a regime le emissioni di anidride carbonica ammonteranno a circa 34 milioni di tonnellate.

In un principio di responsabilità e non di pura collocazione geografica, tale incremento non dovrebbe computarsi esclusivamente a carico della regione Puglia, in considerazione del fatto che buona parte di tali emissioni derivano dalla produzione di energia elettrica a servizio di altre regioni. D'altra parte, l'azione di controllo e riduzione delle emissioni di gas climalteranti che si vuole intraprendere con il piano energetico porta a identificare diverse possibilità finalizzate in tale direzione.

Una forte differenziazione nella produzione di energia potrà essere data dallo sviluppo delle fonti rinnovabili e

l'apporto percentuale di queste dovrà aumentare anche in relazione alla diminuzione della domanda di energia stessa.

2.2.3 PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (PPTR)

Il decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (Codice dei beni culturali e del paesaggio), unitamente alla Legge regionale

n. 20 del 7 ottobre 2009, "Norme per la pianificazione paesaggistica", ha innovato la materia paesaggistica, con riferimento tanto ai contenuti, alla forma e all'iter di approvazione del piano paesaggistico, quanto al procedimento di rilascio dell'autorizzazione paesaggistica.

Con delibera n. 176 del 16 febbraio 2015, pubblicata sul BURP n. 40 del 23.03.2015, la Giunta Regionale ha approvato il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Puglia. Tale piano ha sostituito il Piano Urbanistico Territoriale Tematico "Paesaggio" (PUTT/P) pubblicato nel Bollettino Ufficiale n. 8 del 2002). Il PPTR è stato successivamente aggiornato e rettificato con le seguenti Delibere di Giunta Regionale:

- DGR n. 240 del 8 marzo 2016 (BURP n. 32 del 22.03.2016)
- DGR n. 1162 del 26 luglio 2016 (BURP n. 94 suppl. del 11.08.2016)
- DGR n. 496 del 7 aprile 2017 (BURP n. 48 del 21.04.2017)
- DGR n. 2292 del 21 dicembre 2017 (BURP n. 19 del 05.02.2018)
- DGR n. 2439 del 21 dicembre 2018 (BURP n.19 del 18.02.2019)
- DGR n. 1543 del 02 agosto 2019 (BURP n.103 del 10.09.2019)

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale della Puglia è definito da tre componenti: l'Atlante del Patrimonio Ambientale, Paesaggistico e Territoriale, lo Scenario Strategico, le Regole.

L'Atlante

La prima parte del PPTR descrive l'identità dei tanti paesaggi della Puglia e le regole fondamentali che ne hanno guidato la costruzione nel lungo periodo delle trasformazioni storiche.

Lo Scenario

La seconda parte del PPTR consiste nello Scenario Paesaggistico che consente di prefigurare il futuro di medio e lungo periodo del territorio della Puglia. Lo scenario contiene una serie di immagini che rappresentano i tratti essenziali degli assetti territoriali desiderabili; questi disegni non descrivono direttamente delle norme, ma servono come riferimento strategico per avviare processi di consultazione pubblica, azioni, progetti e politiche, indirizzati alla realizzazione del futuro che descrivono.

Le Norme

La terza parte del Piano è costituita dalle Norme Tecniche di Attuazione, che sono un elenco di indirizzi, direttive e prescrizioni che hanno un effetto immediato sull'uso delle risorse ambientali, insediative e storico-culturali che costituiscono il paesaggio. In parte i destinatari delle norme sono le istituzioni che costruiscono strumenti di pianificazione e di gestione del territorio e delle sue risorse: i piani provinciali e comunali, i piani di sviluppo rurale, i piani delle infrastrutture, ecc. Le istituzioni devono adeguare nel tempo i propri strumenti di pianificazione e di programmazione agli obiettivi di qualità paesaggistica previsti dagli indirizzi e dalle direttive stabiliti dal piano per le diverse parti di territorio pugliese. Altri destinatari delle norme sono tutti i cittadini, che possono intervenire sulla trasformazione dei beni e delle aree riconosciuti come meritevoli di una particolare attenzione di tutela, secondo le prescrizioni previste dal piano.

Il PPTR d'intesa con il Ministero individua e delimita i beni paesaggistici di cui all'art. 134 del Codice, nonché ulteriori contesti a norma dell'art. 143 co. 1 lett. e) del Codice, e ne detta rispettivamente le specifiche prescrizioni d'uso e le misure di salvaguardia e utilizzazione.

I beni paesaggistici nella regione Puglia comprendono:

- i beni tutelati ai sensi dell'art. 134, comma 1, lettera a) del Codice, ovvero gli "immobili ed aree di notevole interesse pubblico" come individuati dall'art.136 dello stesso Codice;
- i beni tutelati ai sensi dell'art. 142, comma 1, del Codice, ovvero le "aree tutelate per legge":

a. territori costieri
b. territori contermini ai laghi
c. fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche
d. parchi e riserve

e. boschi
f. zone gravate da usi civici
g. zone umide Ramsar
h. m) zone di interesse archeologico.
i. Gli ulteriori contesti sono indicati e disciplinati dal PPTR ai sensi dell'art. 143, comma 1, lett. e), del Codice e sottoposti a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione necessarie per assicurarne la conservazione, la riqualificazione e la valorizzazione.
j.
k. Gli ulteriori contesti individuati dal PPTR sono:
l. reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Regionale
m. sorgenti
n. aree soggette a vincolo idrogeologico
o. versanti
p. lame e gravine
q. doline
r. grotte
s. geositi
t. inghiottitoi
u. cordoni dunari
v. aree umide
w. prati e pascoli naturali
x. formazioni arbustive in evoluzione naturale
y. siti di rilevanza naturalistica
z. area di rispetto dei boschi
aa. area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali
bb. città consolidata
cc. testimonianze della stratificazione insediativa
dd. area di rispetto delle componenti culturali e insediative
ee. paesaggi rurali
ff. strade a valenza paesaggistica
gg. strade panoramiche
hh. luoghi panoramici
ii. coni visuali.

Per la descrizione dei caratteri del paesaggio, il PPTR definisce tre strutture, a loro volta articolate in componenti ciascuna delle quali soggetta a specifica disciplina:

a. Struttura idrogeomorfologica

- Componenti geomorfologiche
- Componenti idrologiche

b. Struttura ecosistemica e ambientale

- Componenti botanico-vegetazionali
- Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

c. Struttura antropica e storico-culturale

- Componenti culturali e insediative
- Componenti dei valori percettivi

Di seguito lo schema con l'elenco delle componenti che interessano l'area oggetto di progetto:

			SI	NO
Ambiti Paesaggistici	La Campagna Brindisina		X	
6.1.1 Componenti Geomorfologiche (Fig. 6)	Ulteriori contesti paesaggistici	Lame e Gravine		X
		Doline		X
		Geositi		X
		Inghiottitoi		X
		Grotte		X
		Cordoni dunari		X
		Versanti		X
6.1.2 Componenti Idrologiche (Fig. 7)	Beni Paesaggistici	Territori Costieri		X
		Aree contermini ai laghi		X
		Fiumi e torrenti – acque pubbliche		X
	Ulteriori contesti paesaggistici	Sorgenti		X
		Reticolo idrografico di connessione alla RER		X
		Vincolo Idrogeologico		X
	Beni Paesaggistici	Boschi		X
		Zone umide Ramsar		X

6.2.1 Componenti Botanico Vegetazionali (Fig. 8)	Ulteriori contesti paesaggistici	Aree di rispetto dei boschi		X
		Aree umide		X
		Prati e pascoli naturali		X
		Formazioni arbustive in evoluzione naturale		X
6.2.2 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (Fig. 9)	Beni Paesaggistici	Parchi e riserve		X
	Ulteriori contesti paesaggistici	Siti di rilevanza naturalistica		X
		Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali		X
6.3.1 Componenti culturali e insediative (Fig. 10)	Beni Paesaggistici	Immobili e aree di notevole interesse pubblico		X
		Zone gravate da usi civici		X
		Zone di interesse archeologico		X
	Ulteriori contesti paesaggistici	A – siti interessati da beni storico culturali		X
		B – aree appartenenti alla rete dei tratturi		X
		Zone interesse archeologico – Aree di rispetto		X
		Siti storico culturali – Aree di rispetto		X
		Rete tratturi – Aree di rispetto		X
		Città consolidata		X
		Paesaggi rurali		X
6.3.2 Componenti dei valori percettivi (Fig. 11)	Ulteriori contesti paesaggistici	Luoghi panoramici		X
		Strade a valenza paesaggistica		X
		Strade panoramiche		X
		Coni visuali		X

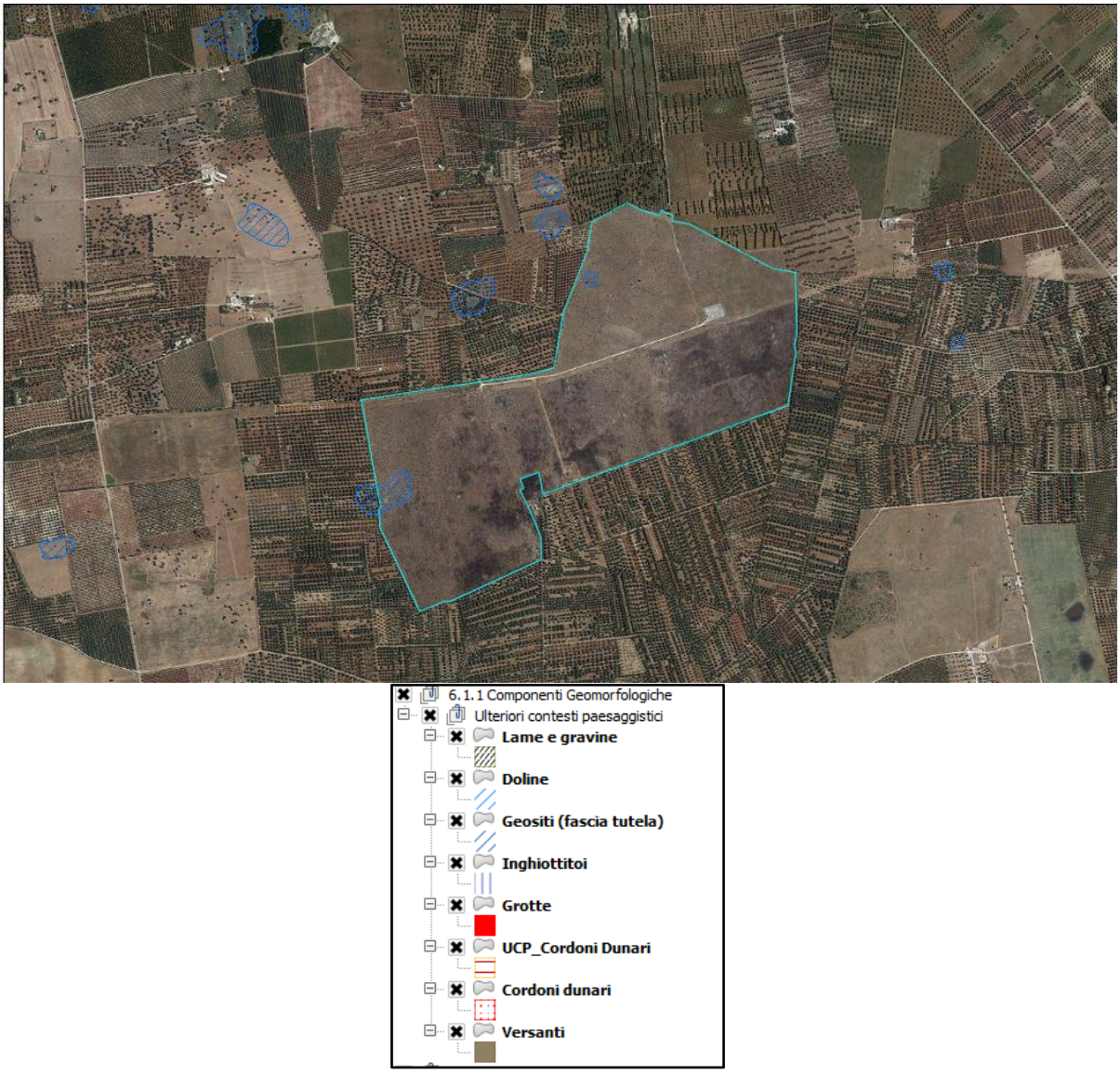


FIG 6 - PPTR – 6.1.1 Componenti Geomorfologiche

Nel lotto di interesse sono state cartografate n.2 doline; escluse da opere di impianto

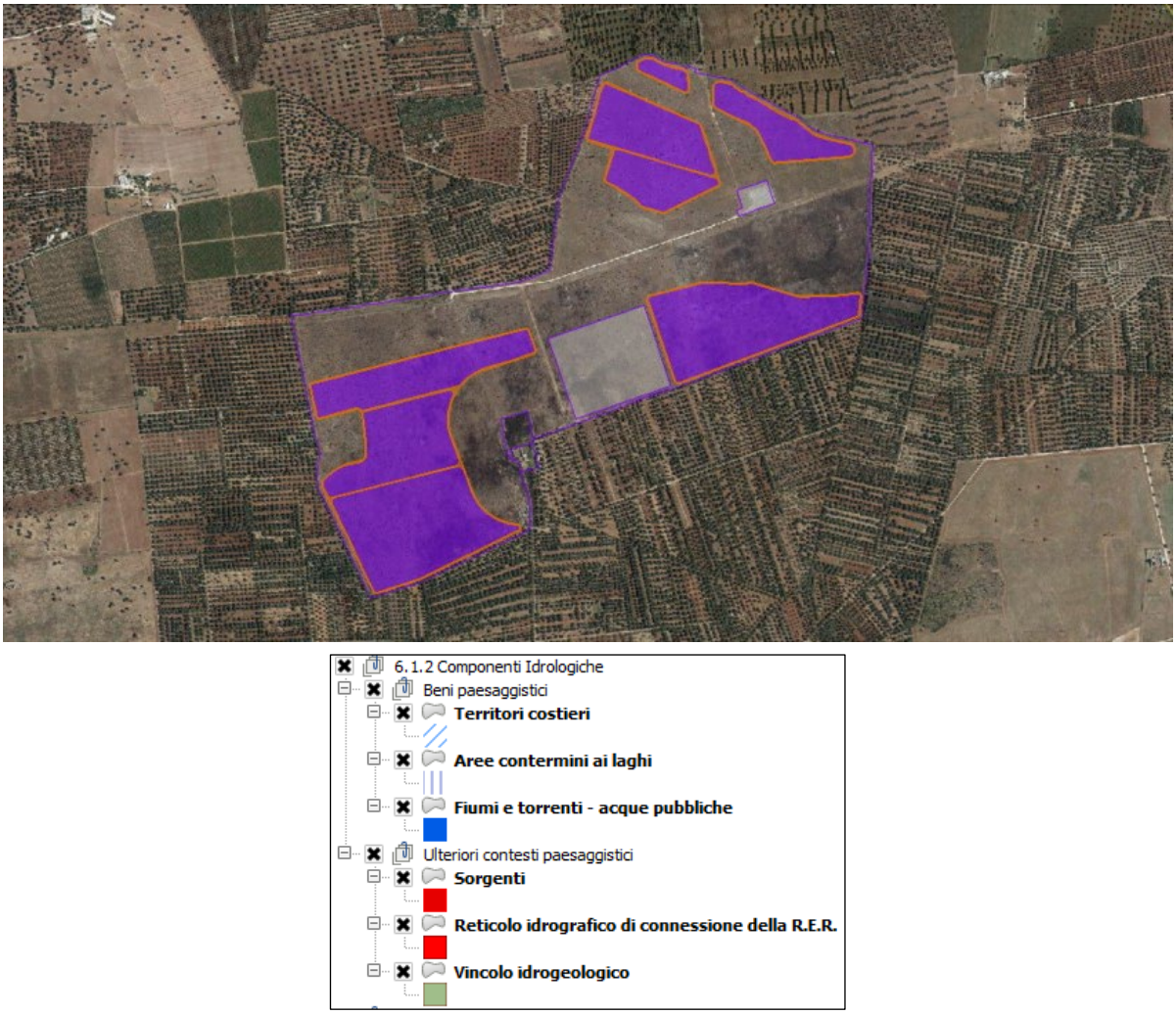


FIG 7 - PPTR – 6.1.2 Componenti Idrologiche

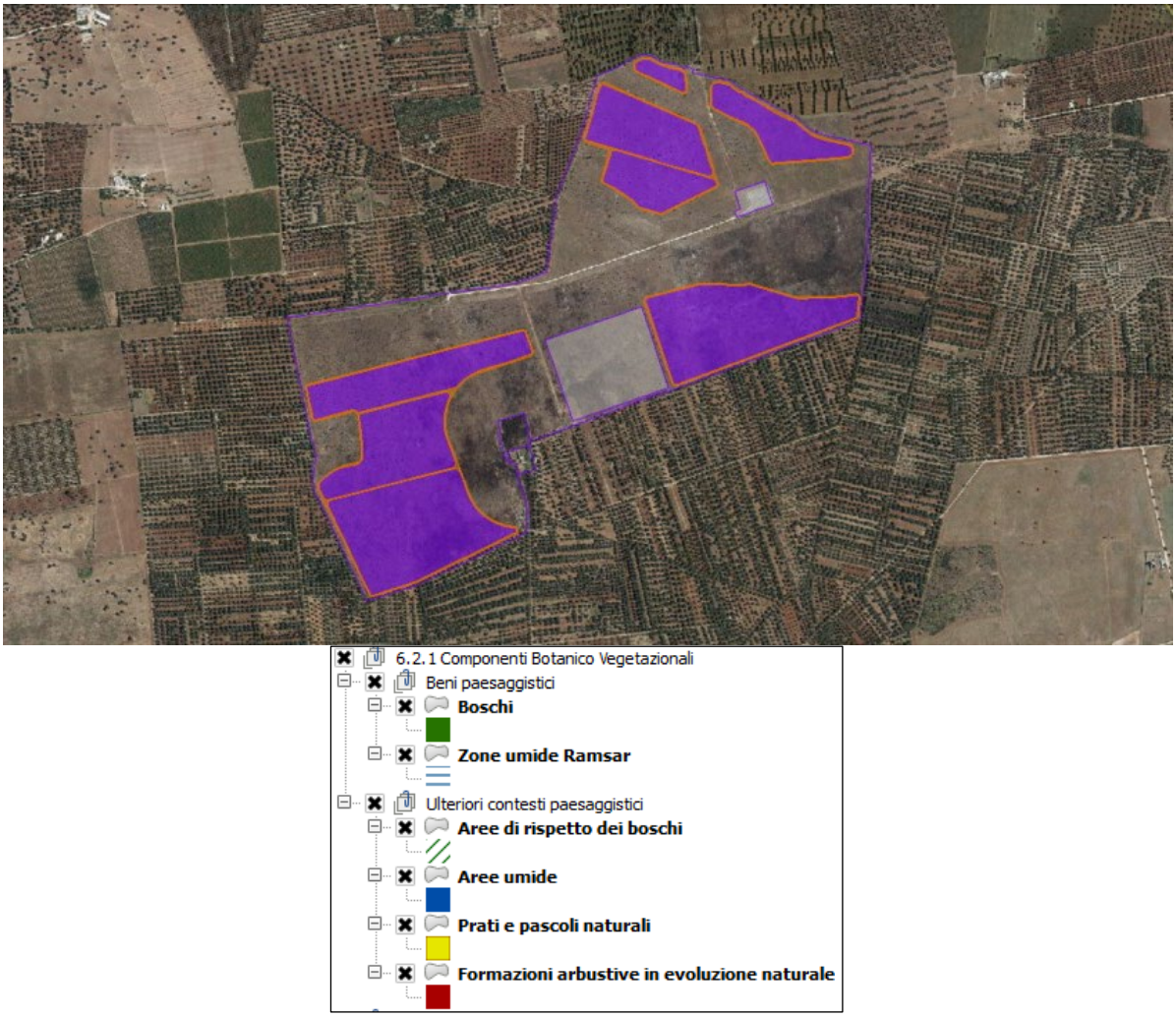


FIG 8 - PPTR – 6.2.1 Componenti Botanico Vegetazionali

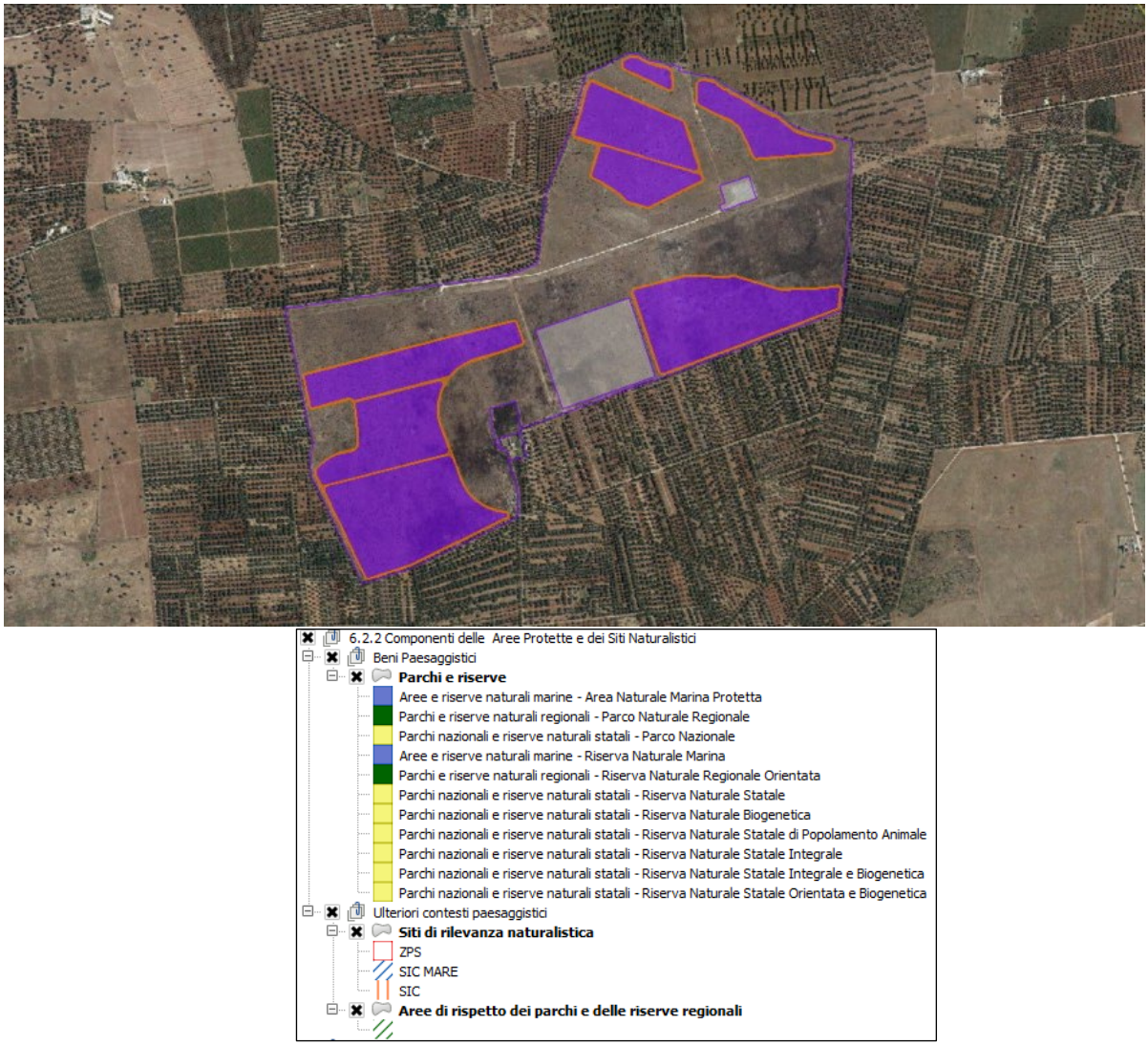


FIG 9 - PPTR – 6.2.2 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

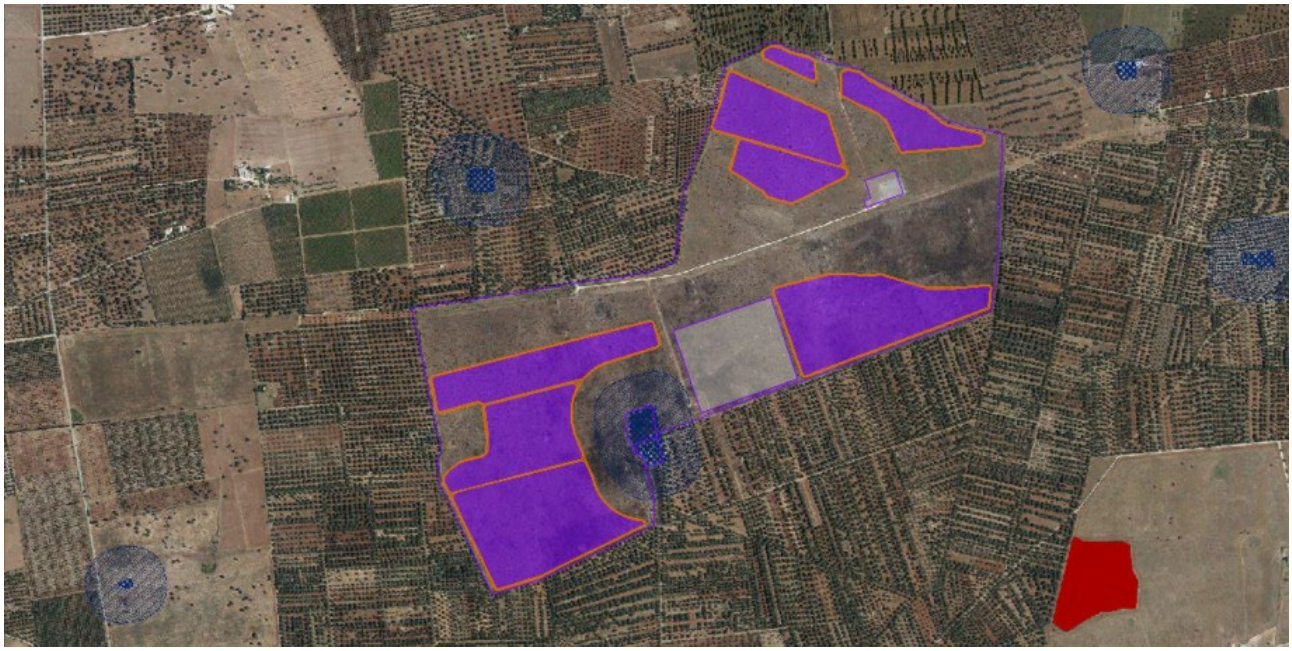


FIG 10 - PPTR – 6.3.1 Componenti culturali e insediative

Il sito storico culturale Masseria S. Elmi è all'interno del lotto di interesse. Le opere di progetto non interessano il sito e la sua area di rispetto

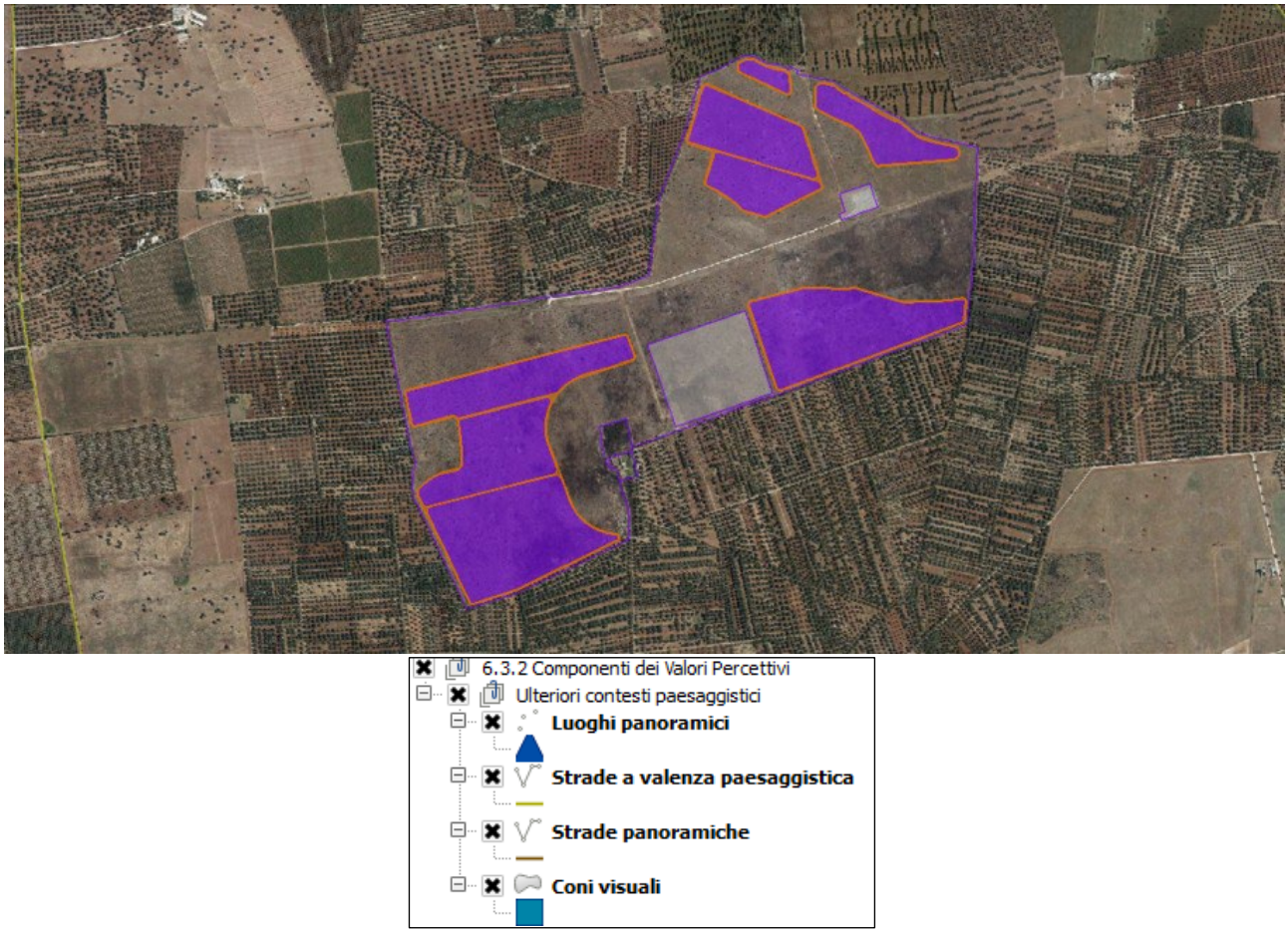


FIG 11 - PPTR – 6.3.2 Componenti dei valori percettivi

2.2.4 PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)

La Regione Puglia, nella veste dell'Autorità di Bacino (AdB) ha redatto il PAI (Piano di Bacino stralcio per l'Assetto Idrogeologico), con Delibera n. 25 del 15 Dicembre 2004 e approvato in via definitiva con Delibera del Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino della Puglia n. 39 del 30 novembre 2005. Il PAI, costituendo ai sensi dell'articolo 17, comma 6 ter della Legge 18 maggio 1989 n. 183, il Piano Stralcio del Piano di Bacino, ha valore di piano territoriale di settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo, tecnico e operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa ed alla valorizzazione del suolo ricadente nel territorio di competenza dell'Autorità di Bacino della Regione Puglia.

Il PAI è composto dalla Relazione Generale, dalle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) e dagli elaborati grafici. Le NTA del PAI sono organizzate secondo il relativo campo di applicazione, di seguito esposto:

Assetto Idraulico; Assetto Geomorfologico; Programmazione ed Attuazione delle Azioni del PAI; Procedure di Formazione, revisione, Verifica e Aggiornamento del PAI; Disposizioni Generali Finali.

Con il PAI entrano in vigore le norme di salvaguardia per il territorio pugliese mirate "al miglioramento delle condizioni di regime idraulico e di stabilità geomorfologia necessarie a ridurre gli attuali livelli di pericolosità e a consentire uno sviluppo sostenibile del territorio nel rispetto degli assetti naturali, della loro tendenza evolutiva e delle potenzialità d'uso" (art. 1, Titolo I).

Il PAI ha classificato le zone del territorio regionale in base a: Pericolosità idraulica, Pericolosità geomorfologia, e Rischio. Le aree a Pericolosità idraulica sono così classificate: AP aree ad alta probabilità di inondazione, MP aree a media probabilità di inondazione, e BP aree a bassa probabilità di inondazione. Le aree a Pericolosità geomorfologica sono così classificate: aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (P.G.3), aree a pericolosità geomorfologica elevata (P.G.2), aree a pericolosità geomorfologica media e moderata (P.G.1).

Sono definite quattro classi di Rischio: moderato R1, per il quale i danni sociali, economici e al patrimonio ambientale sono marginali; medio R2, per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità del personale, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche; elevato R3, per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture, con conseguente inagibilità degli stessi, l'interruzione di funzionalità delle attività socioeconomiche e danni rilevanti al patrimonio ambientale; molto elevato R4, per il quale sono possibili la perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale e la distruzione di attività socio-economiche.

La zona di progetto non è interessata ad oggi da perimetrazione di aree soggette a pericolosità o rischio idraulico o geomorfologico (Fig. 12).

La carta idrogeomorfologica regionale individua la presenza di un ramo del reticolo idrografico locale che attraversa l'area oggetto di analisi (Fig.13). L'art.6, comma 8 delle NTA del PAI individua l'area golenale che, qualora non arealmente individuata nella cartografia e nel caso in cui le condizioni morfologiche non ne consentano la precisa determinazione, inglobano la porzione di terreno a distanza planimetrica, sia in destra che in sinistra, dall'asse del corso d'acqua, non inferiore a 75 m (Fig.14).

La fascia di pertinenza fluviale (Fig. 14) è soggetta alle prescrizioni dell'art. 10 delle NTA del PAI:

- Comma 2: all'interno delle fasce di pertinenza fluviale sono consentiti tutti gli interventi previsti dagli strumenti di governo del territorio, a condizione che venga preventivamente verificata la sussistenza delle condizioni di sicurezza idraulica, come definita all'art. 36, sulla base di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica subordinato al parere favorevole dell'Autorità di Bacino.

- Comma 3: quando la fascia di pertinenza fluviale non è arealmente individuata nelle

cartografie in allegato, le norme si applicano alla porzione di terreno, sia in destra che in sinistra, contermine all'area golenale, come individuata all'art. 6 comma 8, di ampiezza comunque non inferiore a 75 m.

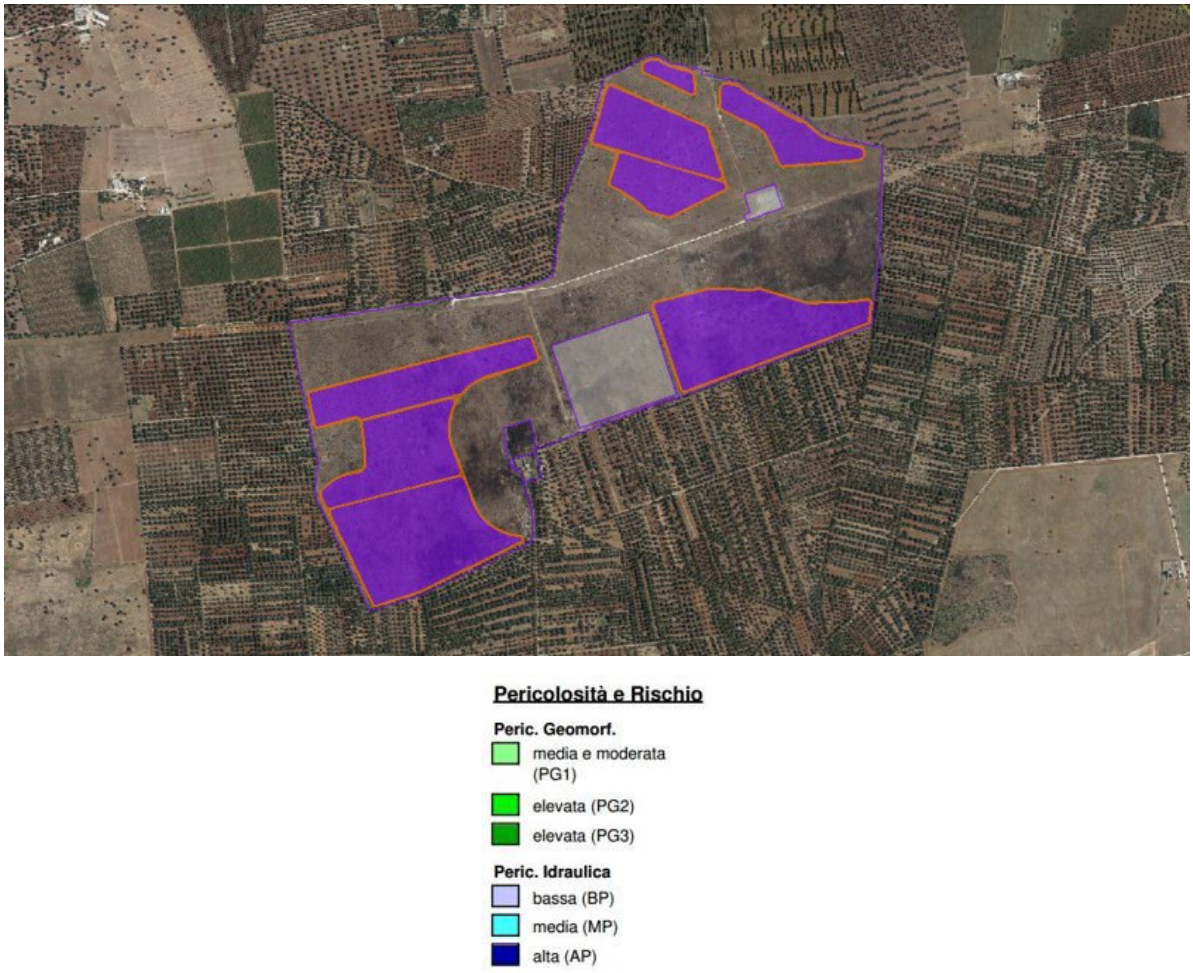
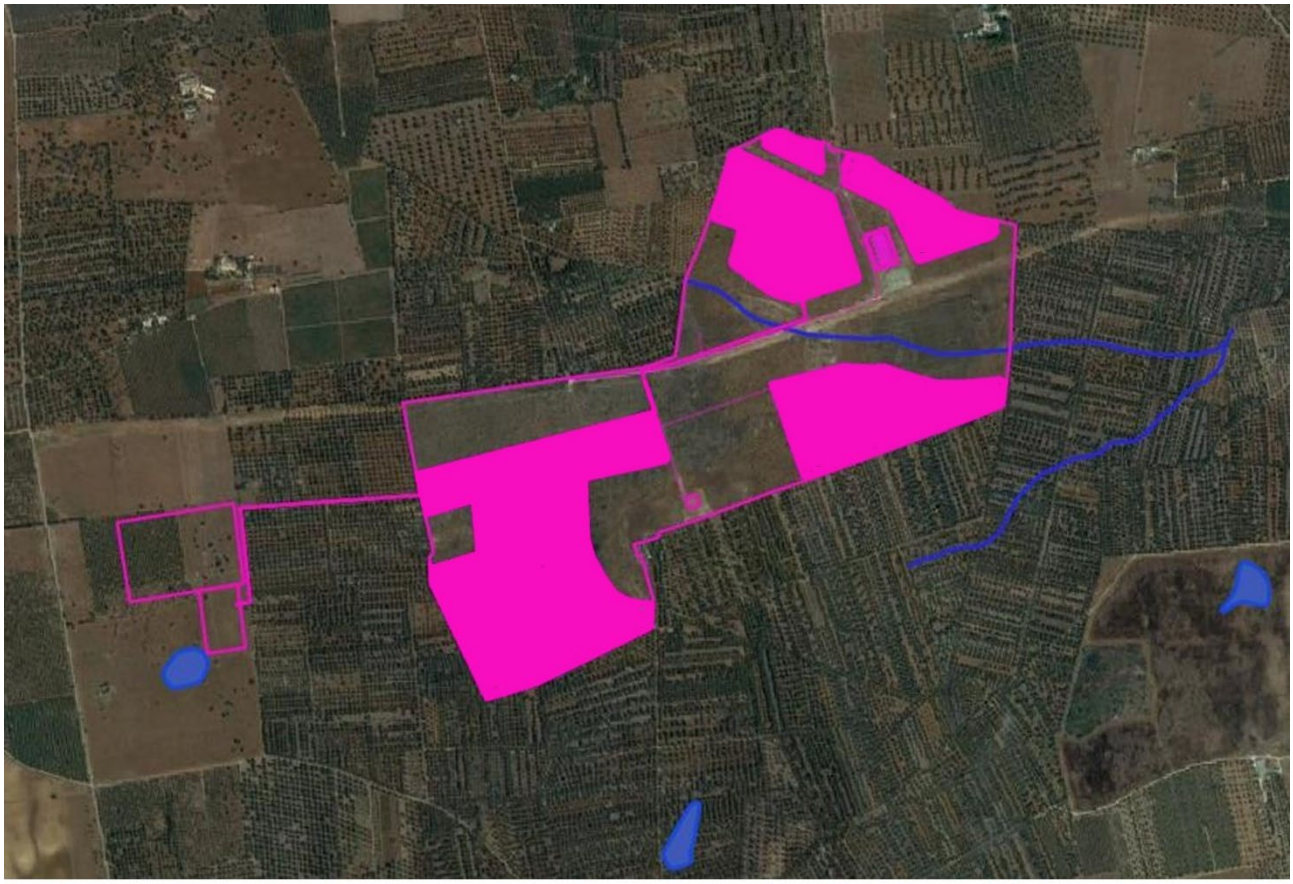


FIG 12 - Stralcio PAI AdB



Reticolo
Recapito Bacino Endoerico

FIG 13 – Reticolo idrografico locale all'interno e in prossimità del lotto di impianto.

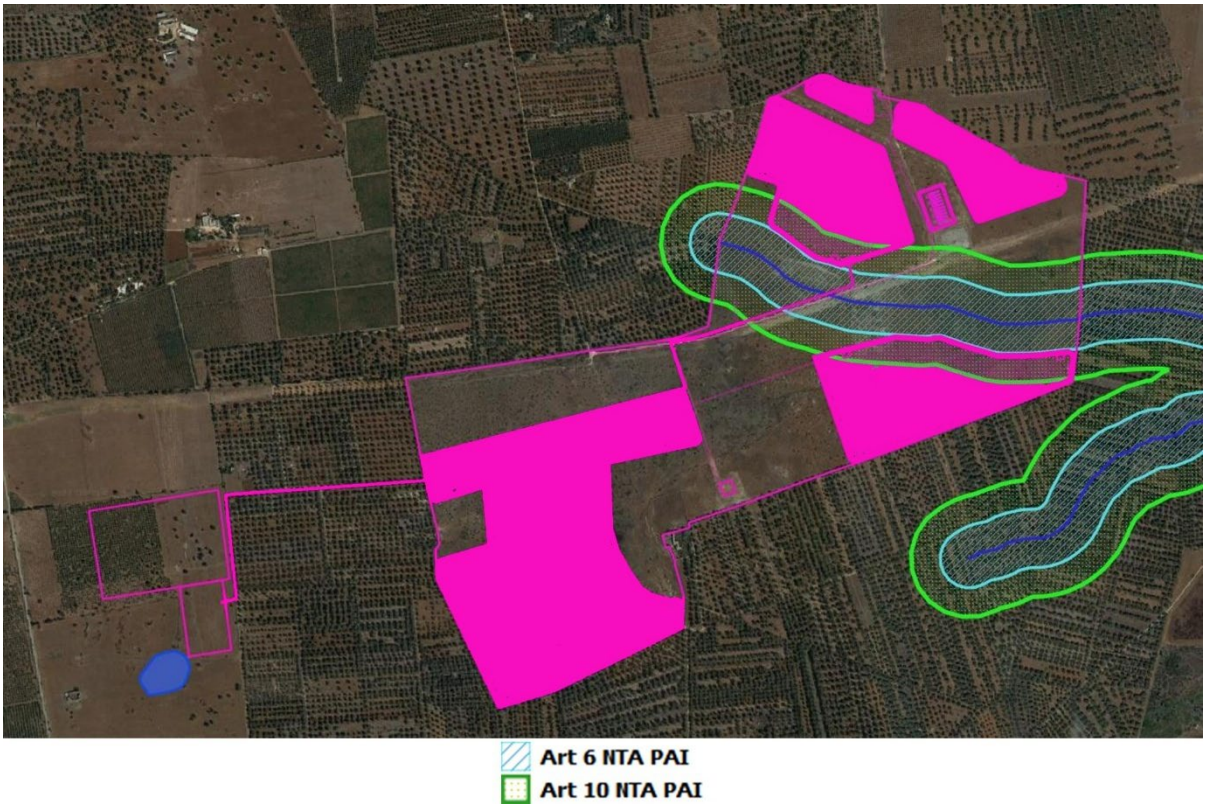


FIG.14 – Art.6 e Art.10 delle NTA del PAI all'interno e in prossimità del lotto di intervento di impianto

I risultati ottenuti dallo studio di compatibilità idrologica e idraulica sul tratto di corso d'acqua che intercetta l'area di interesse hanno messo in evidenza che i deflussi idrici, per i tempi di ritorno esaminati (30 e 200 anni), non interferiscono con il progetto e in particolar modo con le zone di posizionamento dei pannelli fotovoltaici (Fig.15).

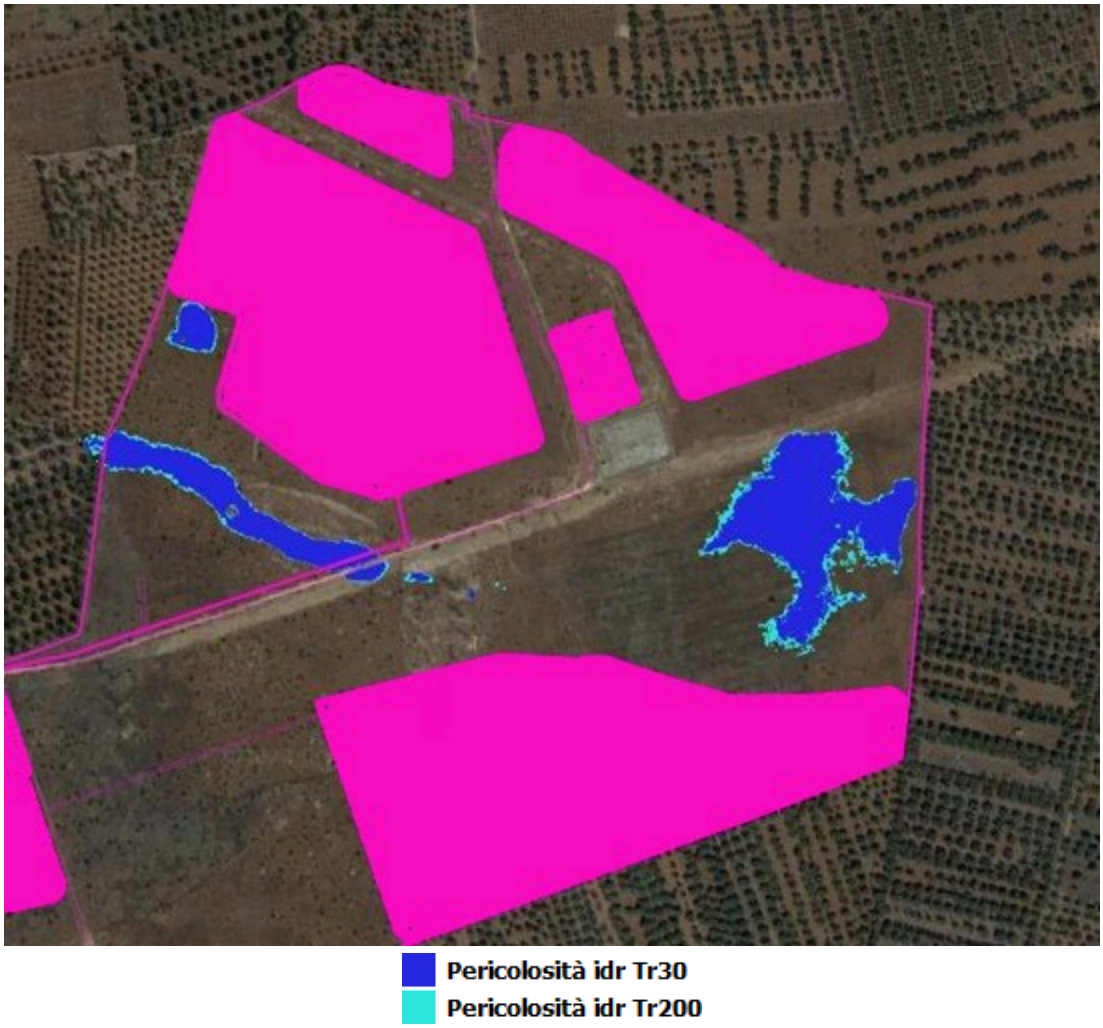


FIG 15 – Art.6 e Art.10 delle NTA del PAI all'interno del lotto di intervento

2.2.5 PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA)

Per la verifica di coerenza del progetto con il PTA vengono presi in esame i seguenti riferimenti normativi:

- Piano regionale di Tutela delle Acque (PTA) approvato con Delibera di Consiglio n. 230 del 20/10/2009;
- Proposta di Aggiornamento 2015-2021 del Piano regionale di Tutela delle Acque (PTA), adottato con D.G.R. n. 1333 del 16/07/2019.

Con Deliberazione di Giunta regionale 19 giugno 2007, n. 883, si è provveduto a adottare, ai sensi

e per gli effetti di cui all'articolo 121 del D. Lgs. 152/2006, il "Progetto di piano di tutela delle acque (PTA)" definito e predisposto dal Commissario delegato per l'emergenza ambientale in Puglia. A seguito delle fasi di monitoraggio, verifiche tecniche e consultazione del pubblico, la Giunta regionale, con D.C.R. n.230 del 20/10/2009, ha approvato il Piano di tutela delle acque della Regione Puglia; dalla stessa data della sua approvazione sono entrate in vigore le Misure di tutela individuate. Con D.G.R. n. 1333 del 16/07/2019 è stato adottato il primo aggiornamento del PTA (aggiornamento 2015-2021), già approvato con D.C.R. n. 230 del 20.10.2009. Essendo uno strumento di programmazione regionale dinamico, il Piano è stato aggiornato in attuazione all'art. 121 del D.Lgs. 152/2006, sia per tener conto delle innovazioni normative sopraggiunte nel tempo, sia per l'accrescimento delle conoscenze acquisite in questi anni attraverso le attività di monitoraggio; le cui risultanze hanno consentito un aggiornamento degli scenari di piano e delle misure in cui il Piano si articola, al fine di consentire il conseguimento degli obiettivi ambientali.

Classificazione degli acquiferi

Il PTA suddivide gli acquiferi in relazione al tipo di permeabilità: acquiferi permeabili per fessurazione e/o carsismo e acquiferi permeabili per porosità. Al primo gruppo afferiscono gli estesi acquiferi del Gargano, della Murgia barese e della Penisola Salentina. Tra questi ultimi due acquiferi, in particolare, non esiste una vera e propria linea di divisione, essendo gli stessi in connessione idraulica e potendo identificare un'area (soglia messapica) in cui le caratteristiche idrogeologiche passano da quelle caratteristiche della Murgia a quelle tipiche del Salento. Nel PTA l'ipotetico confine fra i due complessi coincide grossomodo con l'allineamento Taranto-Brindisi. Degli acquiferi permeabili per porosità fanno parte le aree interessate da estesi complessi di falda superficiale.
Gli acquiferi carsici e fratturati sono ospitati all'interno degli ammassi rocciosi carbonatici. Le aree di affioramento delle rocce carbonatiche, nella maggior parte del territorio pugliese, sono condizionate, sia in superficie che in profondità, dal fenomeno carsico, di fondamentale importanza in termini sia di alimentazione profonda (falda carsica) che di idrodinamica. La storia geologica, la tettonica e i fattori morfo-evolutivi delle forme carsiche di superficie non hanno consentito lo sviluppo di un'idrografia superficiale cospicua e ben organizzata. Nelle rocce carbonatiche il ruscellamento superficiale ha originato netti solchi erosivi diversamente profondi in cui si raccolgono e scorrono le acque di origine meteorica, in special modo in occasione di eventi meteorici intensi. Non tutte le acque che scorrono in superficie hanno come recapito finale il mare, spesso si perdono nel sottosuolo a causa dell'elevata permeabilità delle rocce calcaree. Detto ciò, si evince come il sottosuolo pugliese centro-meridionale sia sede di un'estesa e complessa circolazione idrica sotterranea.

Come si evince dalla Tav.6.1.A del PTA approvato (Fig.16A) e dalla rappresentazione degli acquiferi sul SIT Regionale (aggiornamento PTA) (Fig.16B) l'area di interesse è sita sulla porzione di territorio in corrispondenza dell'acquifero del Salento centro-settentrionale.

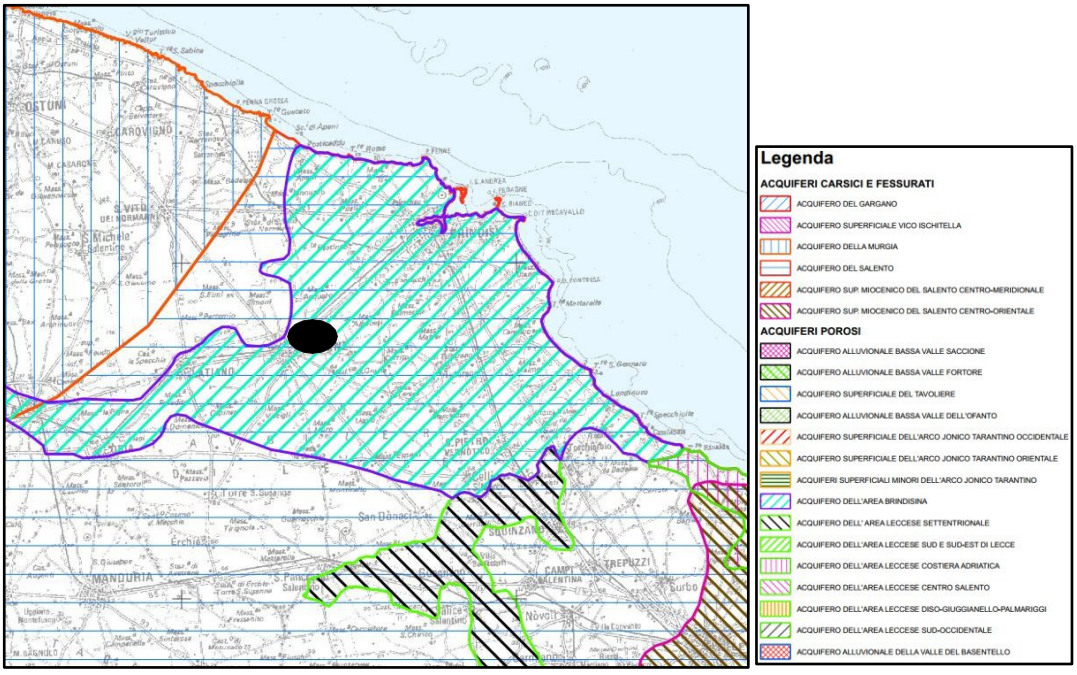


FIG 16A – Stralcio della Tav. 6.1.A del PTA – Campi di esistenza dei corpi idrici sotterranei. In colore nero l'area di intervento

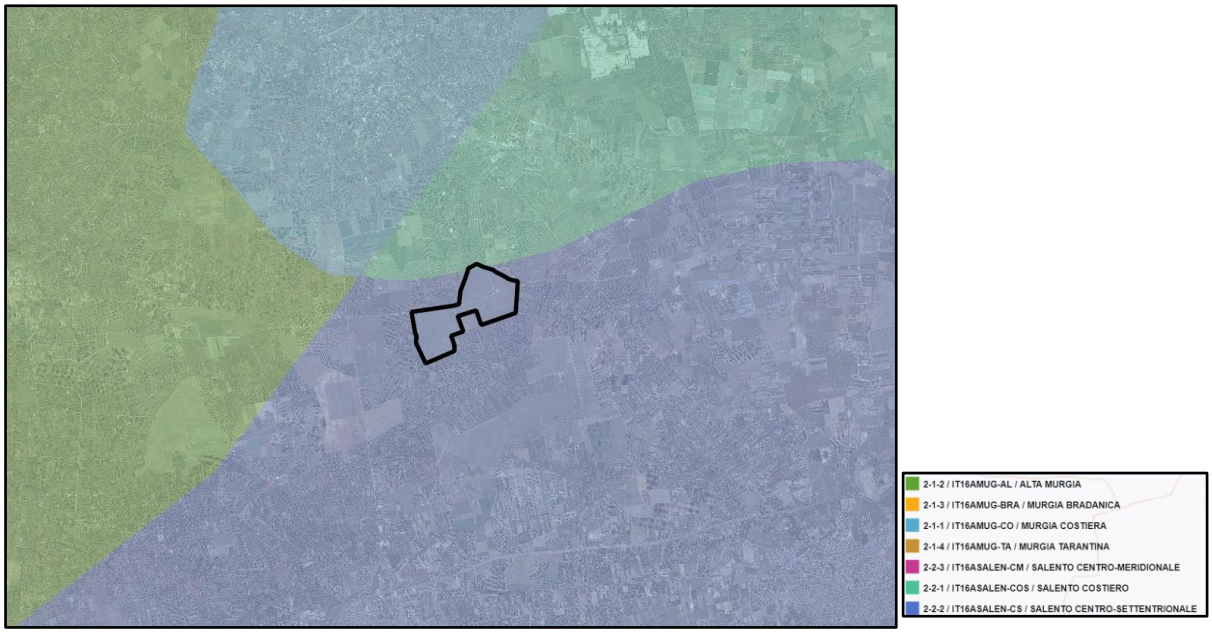


FIG 16B – Dettaglio della rappresentazione degli acquiferi nel SIT Puglia – Aggiornamento 2015-2021 del PTA Puglia. In colore nero l'area di intervento

Attuazione del Piano – Misure di tutela

Aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano – Acque sotterranee

Nel capitolo 9.3 della Relazione Generale del "Piano di tutela delle acque" della Regione Puglia approvato sono specificate le misure di salvaguardia previste per le acque sotterranee. Nell'intorno dei punti di prelievo delle acque sotterranee destinate all'uso potabile vanno definite le seguenti aree:

- aree di tutela assoluta: raggio minimo di m 10 intorno al punto di prelievo, da recintare ove possibile, entro cui deve essere vietato l'accesso ai non addetti, deve essere posto in essere un sistema di protezione dallo scolo di acque esterne e deve essere vietato l'uso di sostanze pericolose potenzialmente inquinanti;
- aree di rispetto ristretta: raggio minimo di m 200 intorno al punto di prelievo entro cui devono essere vietate le attività di cui all'art. 94, comma 4;
- area di rispetto allargata: per un raggio di 500 m dal punto di prelievo non dovranno essere autorizzati scarichi di alcun tipo. Sarà cura del gestore incentivare l'applicazione del Codice della Buona Pratica Agricola in tale area.

Nell'Art.20 delle NTA dell'aggiornamento 2015-2021 del PTA regionale "Aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano" la Regione Puglia individua i criteri per la salvaguardia delle opere di captazione delle acque destinate al consumo umano, come all'art. 94 del D.Lgs.152/2006, definendo le aree di salvaguardia distinte in: zone di tutela assoluta, zone di rispetto e, all'interno dei bacini imbriferi e delle aree di ricarica della falda, zone di protezione. Nella figura successiva (Fig.17A) è riportato uno stralcio della TAV. "11.2" del PTA "Opere di captazione destinate all'uso potabile" in cui si evince che le distanze dell'area oggetto di intervento sono maggiori delle distanze prescritte dal PTA riguardo a: aree di tutela assoluta, aree di rispetto ristretta e area di rispetto allargata. Nella figura 17B la localizzazione delle opere di captazione utilizzate a scopo potabile secondo il documento di aggiornamento del PTA (analoghe a quelle del PTA approvato).

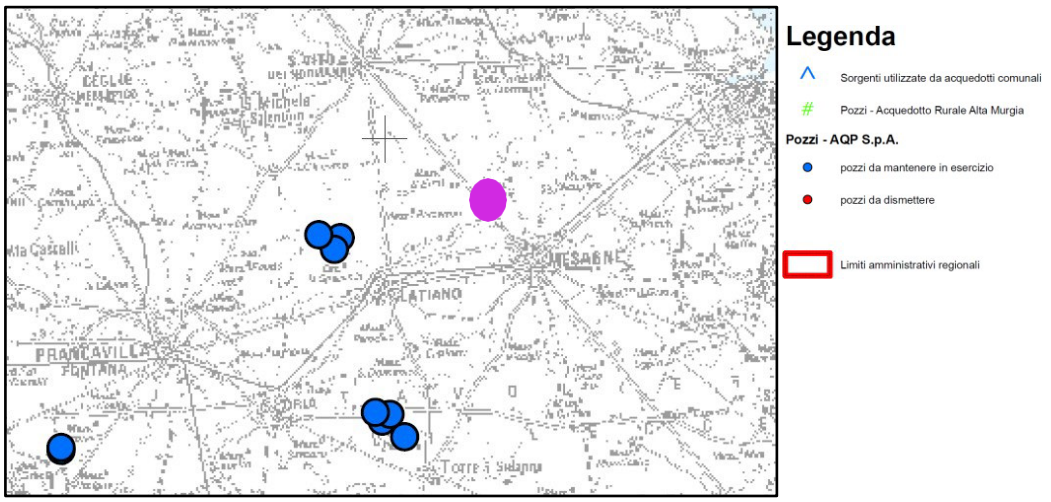


FIG 17A – Stralcio della Tav. 11.2 del PTA – Opere di captazione destinate all'uso potabile – Acque di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano. In colore fucsia l'area di intervento.

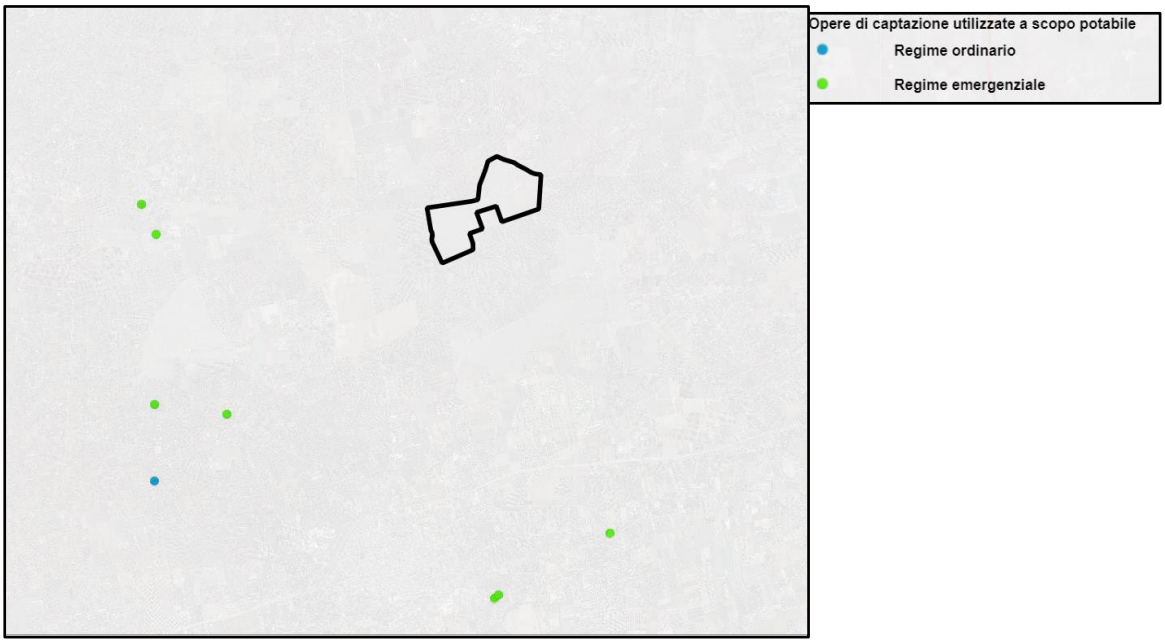


FIG 17B – Dettaglio della rappresentazione delle opere di captazione utilizzate a scopo potabile - SIT Puglia – Aggiornamento 2015-2021 del PTA Puglia. In colore nero l'area di intervento

<u>Distribuzione delle opere di captazione censite presso il Genio Civile</u>

L'area dell'impianto è ubicata in una porzione di territorio in cui la densità delle opere di captazione è < 2 pozzi per kmq. Considerando un'area di buffer di raggio pari a 1 km si nota come sia verso ovest che verso nord, nord-est la distribuzione delle opere di captazione aumenta a 2-10 pozzi per kmq. In alcune zone orientali e sud-orientali all'area di interesse la distribuzione delle opere arriva a 20-50 pozzi per kmq. Di seguito lo stralcio della Carta della densità delle opere di captazione censite presso gli uffici del Genio Civile – Tav. 9.5 del PTA approvato, contenente l'area di progetto.

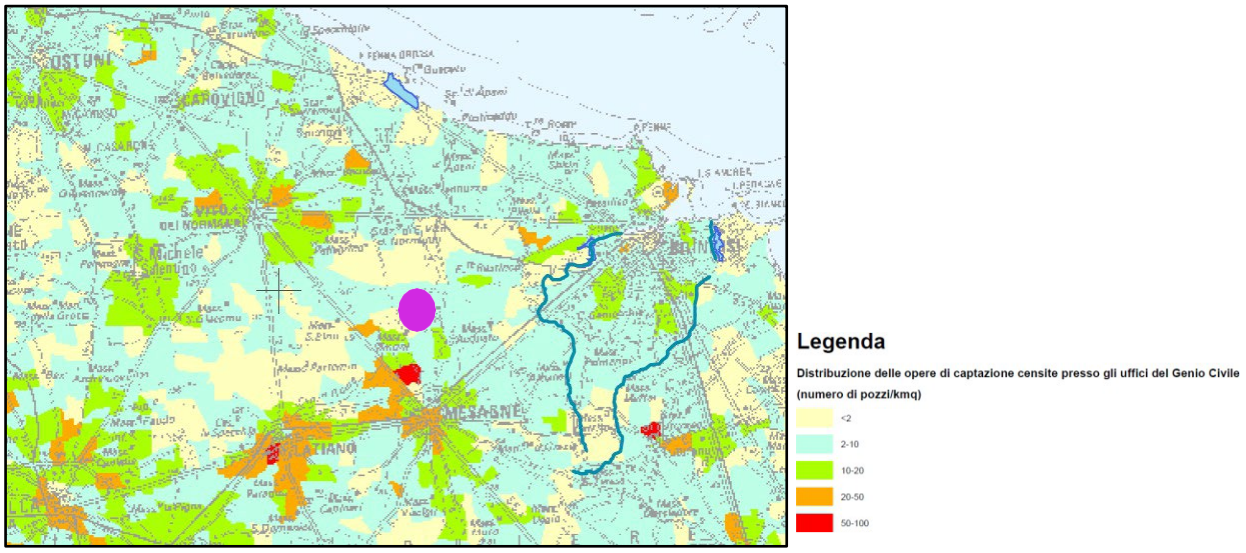


FIG 18 – Stralcio della Tav. 9.5 del PTA – Carta della densità di distribuzione delle opere di captazione censite presso gli uffici del Genio Civile. In colore fucsia l'area di intervento

Aree di protezione dei corpi idrici sotterranei: aree di ricarica della falda e zone di riserva – Area di protezione idrogeologica

Nell'ambito della redazione del Piano di Tutela delle Acque della Puglia è stato condotto uno studio con la finalità di individuare, in determinate porzioni del territorio regionale, specifiche aree caratterizzate dalla coesistenza di condizioni morfostrutturali e idrogeologiche, di particolare vulnerabilità, meritevoli di tutela perché di strategica valenza per l'alimentazione dei corpi idrici sotterranei. La sintesi cartografica di questa fase di analisi è riportata nella TAV. A allegata al Piano di Tutela, completiva di tutte e quattro le tipologie di zonizzazione A,B,C e D per le quali, come in seguito descritto, si propongono strumenti e misure di salvaguardia.

ZONE "A":

Al fine di assicurare la difesa e la ricostituzione degli equilibri idraulici e idrogeologici, superficiali e sotterranei si impongono i seguenti divieti generali:

- la realizzazione di opere che comportino la modificazione del regime naturale delle acque (infiltrazione e deflusso), fatte salve le opere necessarie alla difesa del suolo e alla sicurezza delle popolazioni;
- l'apertura e l'esercizio di nuove discariche per rifiuti solidi urbani;
- spandimento di fanghi e compost;
- la realizzazione di impianti e di opere tecnologiche che alterino la morfologia del suolo e del paesaggio carsico;
- la trasformazione dei terreni coperti da vegetazione spontanea, in particolare mediante interventi di dissodamento e scarificatura del suolo e frantumazione meccanica delle rocce calcaree;
- la trasformazione e la manomissione delle manifestazioni carsiche di superficie;
- apertura di impianti per allevamenti intensivi ed impianti di stoccaggio agricolo, così come definiti dalla normativa vigente nazionale e comunitaria;
- captazione, adduzioni idriche, derivazioni, nuovi depuratori;
- i cambiamenti dell'uso del suolo, fatta eccezione per l'attivazione di opportuni programmi di riconversione verso metodi di coltivazione biologica;
- a fronte dei presenti studi di settore idrogeologico viene proposta la istituzione di una particolare tipizzazione ZPSI (Zona di Protezione Speciale Idrogeologica) con adozione dei relativi criteri di salvaguardia.

ZONE "B":

Al fine di assicurare la difesa e la ricostituzione degli equilibri idraulici e idrogeologici di deflusso e

di ricarica, sono imposti i seguenti divieti e misure di salvaguardia:

- la realizzazione di opere che comportino la modificazione del regime naturale delle acque (infiltrazione e deflusso), fatte salve le opere necessarie alla difesa del suolo e alla sicurezza delle popolazioni;
- spandimento di fanghi e compost;
- cambiamenti dell'uso del suolo, fatta eccezione per l'attivazione di opportuni programmi di riconversione

verso metodi di coltivazione biologica o applicando criteri selettivi di buona pratica agricola;

- l'utilizzo di fitofarmaci e pesticidi per le colture in atto;
- l'apertura e l'esercizio di nuove discariche per rifiuti solidi urbani non inserite nel Piano Regionale dei Rifiuti.

<u>ZONE "C" e "D":</u>

- Si propone l'adozione di misura di salvaguardia atte a preservare lo stato di qualità dell'acquifero,predisponendo vincoli di forte limitazione nella concessione di nuove opere di derivazione.

Nella figura successiva è riportato uno stralcio della TAV-A del PTA "Zone di protezione speciale idrogeologica" in cui si evince che la porzione di territorio interessata dal progetto di realizzazione dell'impianto fotovoltaico non ricade in area di protezione idrogeologica (Fig.19A)

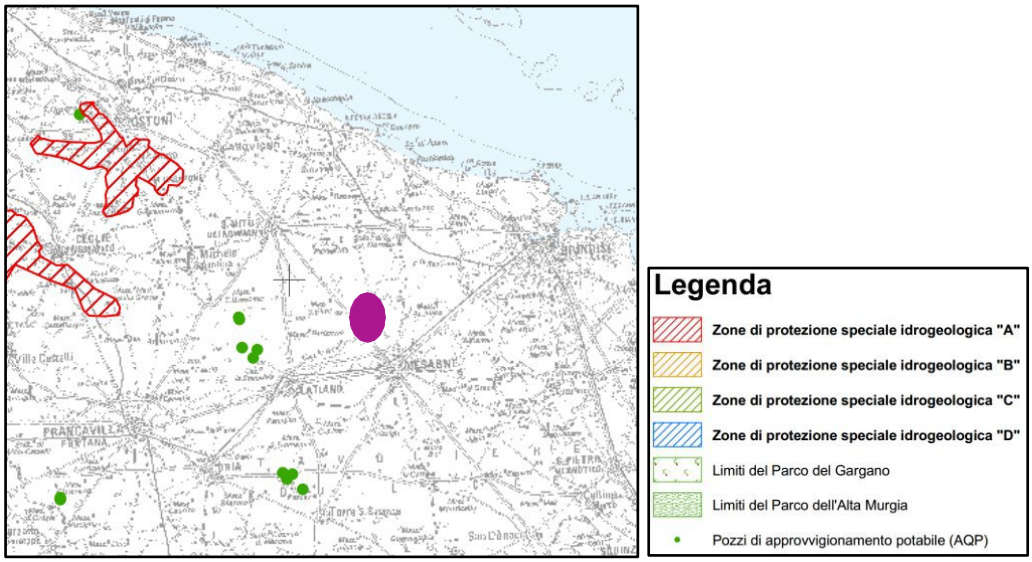


FIG 19A – Stralcio della Tav. A del PTA – Zone di protezione speciale idrogeologica. In colore fucsia l'area di intervento

Secondo l'Art.22 delle NTA dell'aggiornamento 2015-2021 del PTA della Puglia "Zone di protezione speciale Idrogeologica (ZPSI)", per la protezione del patrimonio idrico e con riferimento all'art. 94, comma 1, del D.Lgs.152/2006 e

s.m.i. la Regione individua all'interno dei bacini imbriferi e nelle aree di ricarica della falda, le seguenti zone di protezione:

- aree di ricarica della falda;
- emergenze naturali ed artificiali della falda;
- zone di riserva.

In particolare, la Regione Puglia individua comparti fisico-geografici del territorio regionale meritevoli di tutela perché di valenza strategica per l'alimentazione dei corpi idrici sotterranei. Trattasi di porzioni del territorio regionale caratterizzate dalla coesistenza di condizioni morfostrutturali, idrogeologiche, di vulnerabilità, di ricarica degli acquiferi: zone di protezione speciale idrogeologica, codificate come zone di tipo "A", "B" e "C" a decrescente valenza strategica.

Le zone di tipo A sono di prevalente ricarica, caratterizzate da una marcata ridondanza di sistemi carsici complessi; dette zone sono ritenute strategiche per la Regione Puglia in virtù del loro essere aree a bilancio idrogeologico positivo, a bassa antropizzazione ed a uso del suolo non intensivo.

Le zone di tipo B sono aree a prevalente ricarica, caratterizzate anch'esse da sistemi carsici evoluti e interessate da

un livello di antropizzazione modesto ascrivibile allo sviluppo delle attività agricole, produttive e infrastrutturali.

Le zone di tipo C sono aree in cui si localizzano acquiferi "strategici", che racchiudono risorse da riservare all'approvvigionamento idropotabile, in caso di programmazione di interventi di emergenza.

Nella figura 19B la rappresentazione delle zone di protezione idrogeologica (ZPSI) in prossimità dell'area di intervento secondo l'aggiornamento 2015-2021 del PTA Puglia.

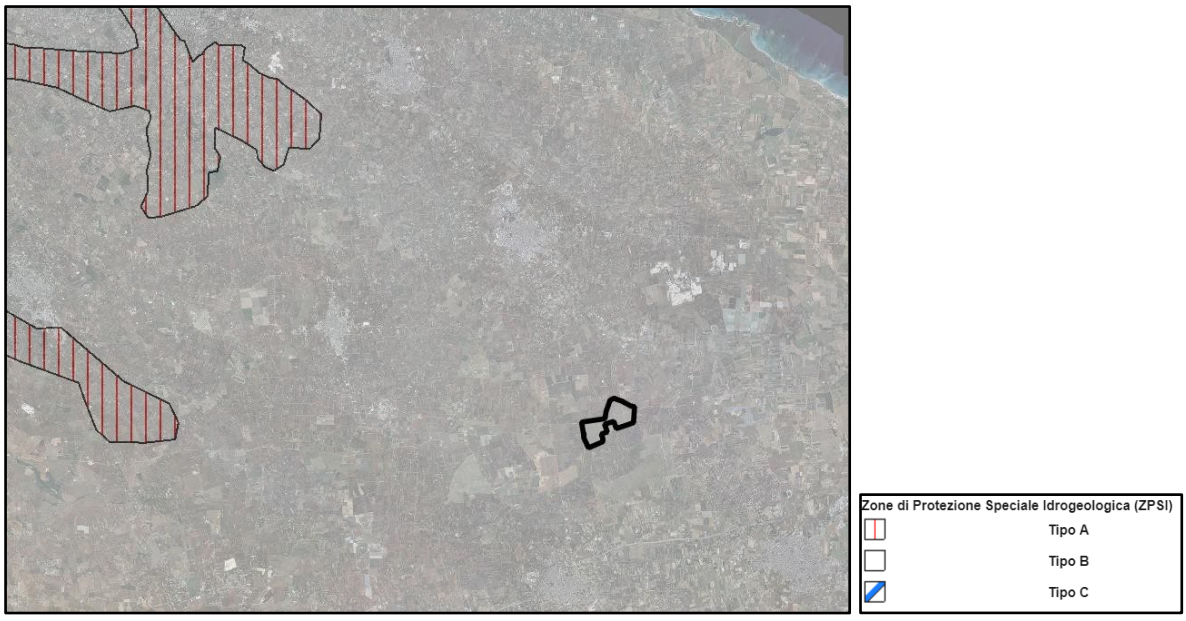


FIG 19B – Dettaglio della rappresentazione delle zone di protezione idrogeologica (ZPSI) - SIT Puglia – Aggiornamento 2015-2021 del PTA Puglia. In colore nero l'area di intervento

Aree di vincolo d'uso degli acquiferi

Sulla base dei primi dati di monitoraggio ottenuti per i corpi idrici superficiali e sotterranei, il PTA ha provveduto a classificare lo stato di qualità ambientale dei corpi idrici e lo stato dei corpi idrici a specifica destinazione della Puglia, definendo in dettaglio, per ognuno di essi, gli obiettivi da raggiungere. In particolare il Piano ha perimetrato le "Aree a vincolo d'uso degli acquiferi – Tav. B", quali aree particolarmente sensibili. Per queste ultime aree inoltre sono state individuate le "Aree di Tutela quali-quantitativa" e le "Aree di contaminazione salina", per le quali risultano essere disciplinati gli scarichi e gli emungimenti dalla falda.

Per l'acquifero del Salento, di cui l'area di progetto ne fa parte, nelle "Aree di Tutela quali-quantitativa", che per l'area

di progetto interessano solo il Foglio di mappa n.10 (Fig.12 e Fig. 13), vigono le seguenti prescrizioni:

a) In sede di rilascio di nuove autorizzazioni alla ricerca, andranno verificate le quote previste di attestazione dei pozzi al di sotto del livello mare, con il vincolo che le stesse non risultino superiori a 20 volte il valore del carico piezometrico espresso in quota assoluta (riferita al l.m.m.). A tale vincolo si potrà derogare nelle aree in cui la circolazione idrica si esplica in condizioni confinate al di sotto del livello mare. Di tale circostanza dovrà essere data testimonianza nella relazione idrogeologica a corredo della richiesta di autorizzazione.

b) In sede di rilascio o di rinnovo della concessione, nel determinare la portata massima emungibile si richiede che la stessa non determini una depressione dinamica del carico piezometrico assoluto superiore al 30% del valore dello stesso carico e che i valori del contenuto salino (Residuo fisso a 180°C) e la concentrazione dello ione cloro (espresso in mg/l di Cl-), delle acque emunte, non superino rispettivamente 1 g/l o 500 mg/l.

c) Di seguito lo stralcio della Tav B del PTA e la Fig.13 della Delibera del Consiglio Regionale n.230 del 20 ottobre 2009 con cui è stato approvato il "Piano di Tutela delle Acque della Regione Puglia", da cui si evince che nell'area in esame il solo foglio n.10 è interessato da "Aree di Tutela quali-quantitativa" (Fig.20A e Fig.20B). Le aree di tutela quali-quantitativa nella zona in esame e in prossimità di questa, perimetrate nel PTA approvato, coincidono con quelle individuate dal PTA aggiornato 2015-2021 (Fig.20C).

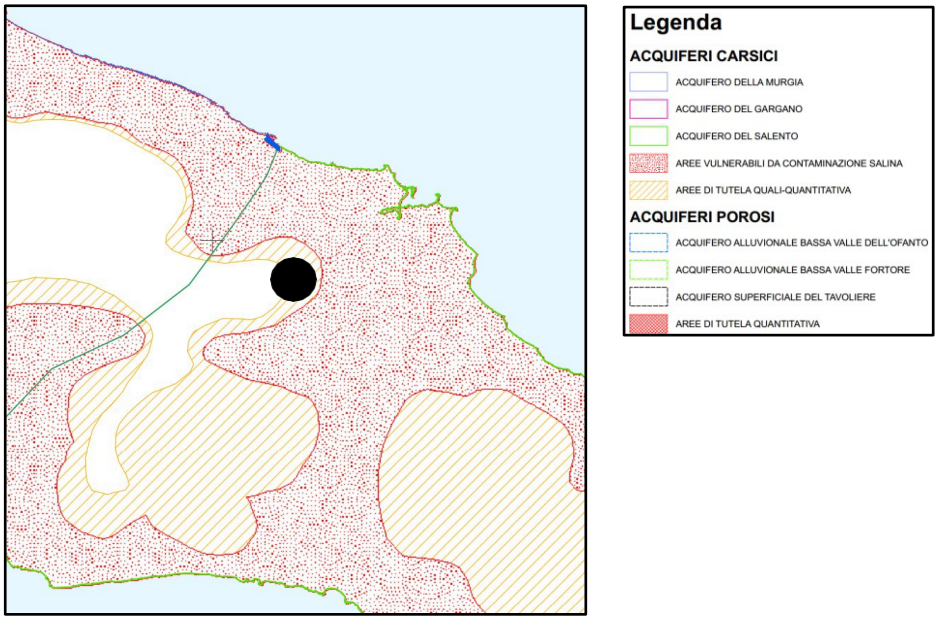


FIG 20A – Stralcio della Tav. B del PTA – Aree di vincolo d'uso degli acquiferi. In colore nero l'area di intervento

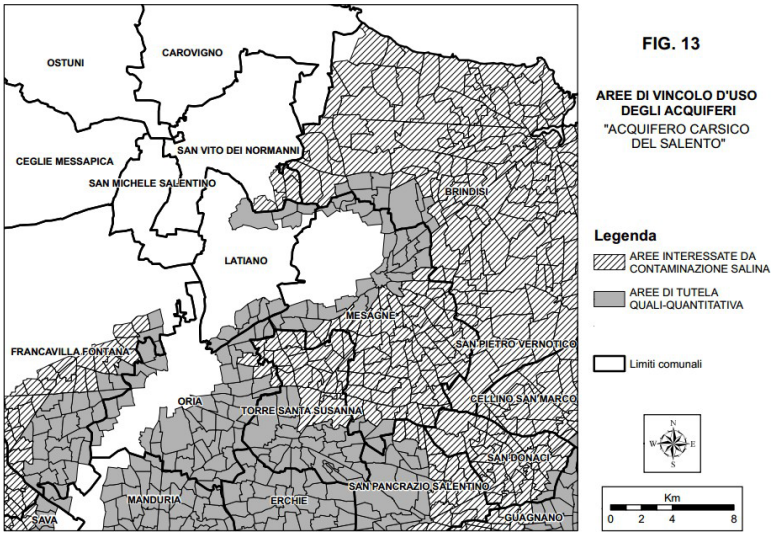


FIG 20B – Fig.13 Allegato 2A del PTA da cui si evince che il solo Fg. di mappa n.10 del Comune di Latiano (per quanto attiene l'area di studio) è interessato da vincolo "Aree Tutela quali-quantitativa"

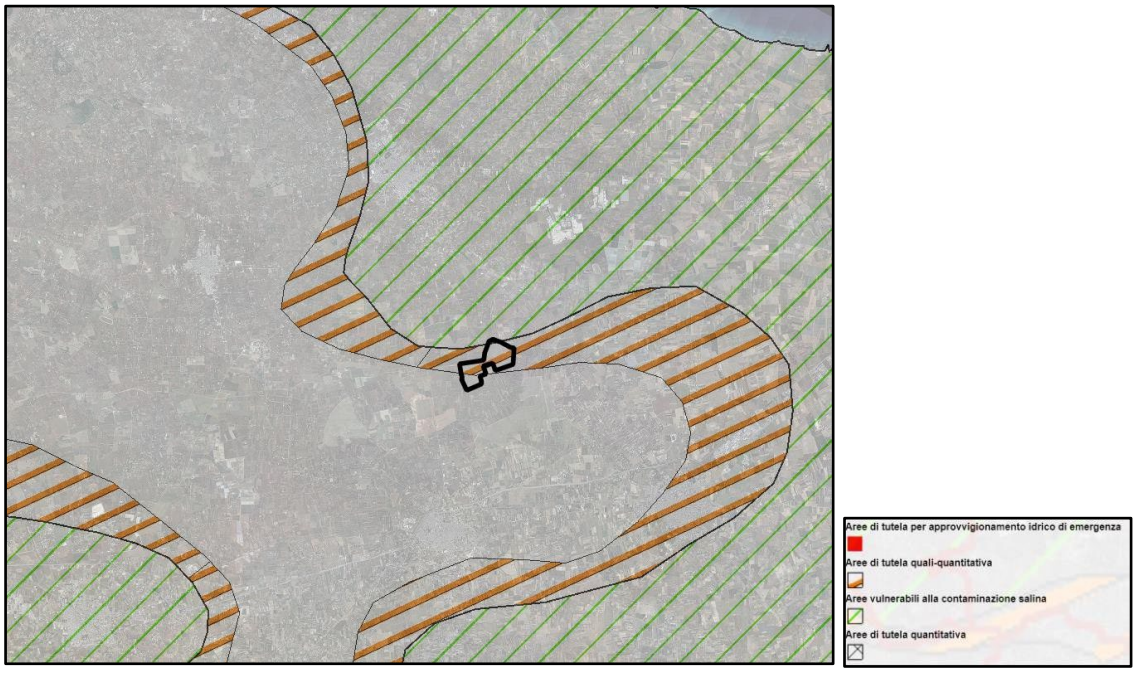


FIG 20C – Dettaglio della rappresentazione delle aree di vincolo degli acquiferi- SIT Puglia – Aggiornamento 2015-2021 del PTA Puglia. In colore nero l'area di intervento

Zone vulnerabili – Zone vulnerabili da nitrati

Come già espletato il sito di progetto ricade all'interno di quello che è identificato dal PTA come Acquifero del Salento. Per stabilire lo stato di qualità dell'acquifero ed i conseguenti obiettivi di miglioramento quali-quantitativi sono stati utilizzati dati rilevati da monitoraggi, altre fonti e serie storiche, così come spiegato al capitolo 2 "Stato ambientale attuale e obiettivo di qualità dell'Allegato tecnico n. 14 Misure di tutela del PTA". Lo stato qualitativo è stato definito attraverso l'uso di un indice (SCAS - Stato Chimico delle acque Sotterranee) fondato sulle concentrazioni medie di parametri di base (Conducibilità elettrica, Cloruri, Manganese, Ferro, Nitrati, Solfati, Ione ammonio), valutando quelle che determinano le condizioni peggiori.

Le classi di riferimento riportate nel PTA sono le seguenti:

Classe 1: Impatto antropico nullo o trascurabile con pregiate caratteristiche idrochimiche;

Classe 2: Impatto antropico ridotto e sostenibile sul lungo periodo e con buone caratteristiche idrochimiche;

Classe 3: Impatto antropico significativo e con caratteristiche idrochimiche generalmente buone, ma con alcuni segnali di compromissione;

Classe 4: Impatto antropico rilevante con caratteristiche idrochimiche scadenti;

Classe 0: Impatto antropico nullo o trascurabile ma con particolari facies idrochimiche naturali in concentrazioni al di sopra del valore della classe 3.

Come previsto dalla "fase conoscitiva", sui campioni di acqua di falda prelevati è stata eseguito il monitoraggio dei parametri "di base" indicati dalla tabella 19 del D.Lgs 152/99 e s.m.i., di quelli addizionali della tabella 21 dello stesso decreto e di alcuni parametri microbiologici. Sulla base dell'analisi delle informazioni disponibili, opportunamente raccolte ed elaborate, si è provveduto all'attribuzione della classe qualitativa corrispondente, oltre ad evidenziare le principali criticità dalle quali derivano indicazioni prioritarie sulle misure atte ad impedire un ulteriore degrado nell'ottica di conseguire gli obiettivi indicati dalla normativa. L'area di progetto non risulta interessata da "Zone vulnerabili da nitrati" (Fig.21A).

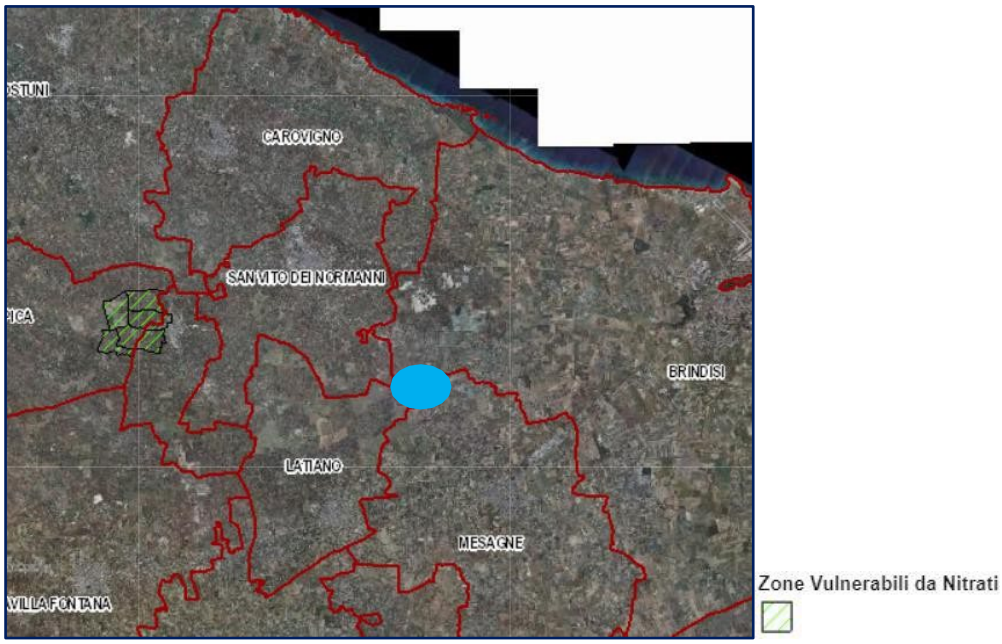


FIG 21A – Stralcio mappatura "Zone vulnerabili da nitrati" – SIT Puglia. In colore azzurro l'area di interesse

Di seguito le zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (ZVN) e le aree a monitoraggio di approfondimento mappate nell'ambito dell'aggiornamento 2015-2021 del PTA (Fig. 21B).

FIG 21B – Dettaglio della rappresentazione delle zone vulnerabili da nitrati di origine agricola (ZVN)- SIT Puglia – Aggiornamento 2015-2021 del PTA Puglia. In colore nero l'area di intervento

Aree sensibili e bacini scolanti

Le aree sensibili sono definite tali rispetto ai nutrienti, comprese quelle designate come zone vulnerabili a norma della direttiva 91/676/CEE e le zone designate come aree sensibili a norma della direttiva 91/271/CEE. Con Decreto Commissario Emergenza Ambientale 2 aprile 2003, n. 39 di approvazione ai sensi e per gli effetti di cui all'art. 18, comma 5, del D.Lgs. N. 152/1999, della "delimitazione dei bacini drenanti nelle aree sensibili che contribuiscono all'inquinamento di tali aree" sono state individuate le aree sensibili e i relativi bacini drenanti. L'area di interesse ricade nel bacino idrografico del corso d'acqua del Canale Reale, ovvero il più lungo e significativo del territorio provinciale brindisino (Fig.22A – Stralcio Tav. n.11.1 del PTA approvato). Tale bacino ha un'estensione complessiva di 356 kmq ed afferisce all'area umida di Torre Guaceto, mentre il corso d'acqua ha una lunghezza di 47, 80 km e attraversa i comuni di Villa Castelli, Francavilla Fontana, Oria, Latiano, Mesagne e Brindisi. In particolare, il sito in esame dista circa 3,6 km dall'asta principale del Canale Reale.

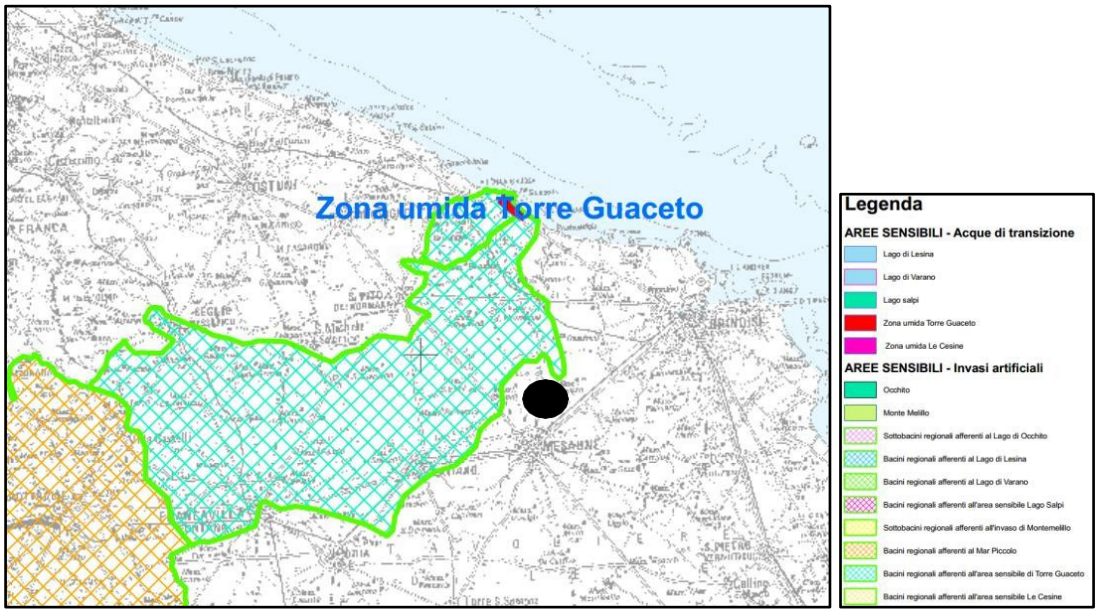


FIG 22A – Stralcio della Tav. 11.1 del PTA – Aree sensibili e relativi bacini scolanti. In colore nero l'area di intervento

Secondo l'aggiornamento 2015-2021 del PTA la Regione ha esteso l'obbligo di rispetto dei limiti aggiuntivi relativi alla rimozione del fosforo e dell'azoto anche ai bacini scolanti le aree sensibili, secondo quanto previsto dal D.Lgs. 152/06; il monitoraggio dello stato trofico delle acque superficiali consente le revisioni e gli aggiornamenti delle perimetrazioni di queste aree. Gli obiettivi, ripresi e condivisi con le normative comunitaria (Direttiva 91/271/CE) e nazionale (artt.91 e 106 del D.Lgs. 152/2006), possono essere così sintetizzati: proteggere l'ambiente dai possibili effetti dannosi dovuti all'immissione di acque reflue urbane o di acque reflue industriali.

La Regione Puglia, sentita l'Autorità di Bacino Distrettuale, rivede e aggiorna le designazioni delle

aree sensibili e relativi bacini scolanti alla luce dello stato trofico delle acque superficiali risultante dalle campagne di monitoraggio attuate sui corpi idrici superficiali. In fig. 22B l'aggiornamento della perimetrazione del Bacino dell'area sensibile in prossimità della zona di intervento.

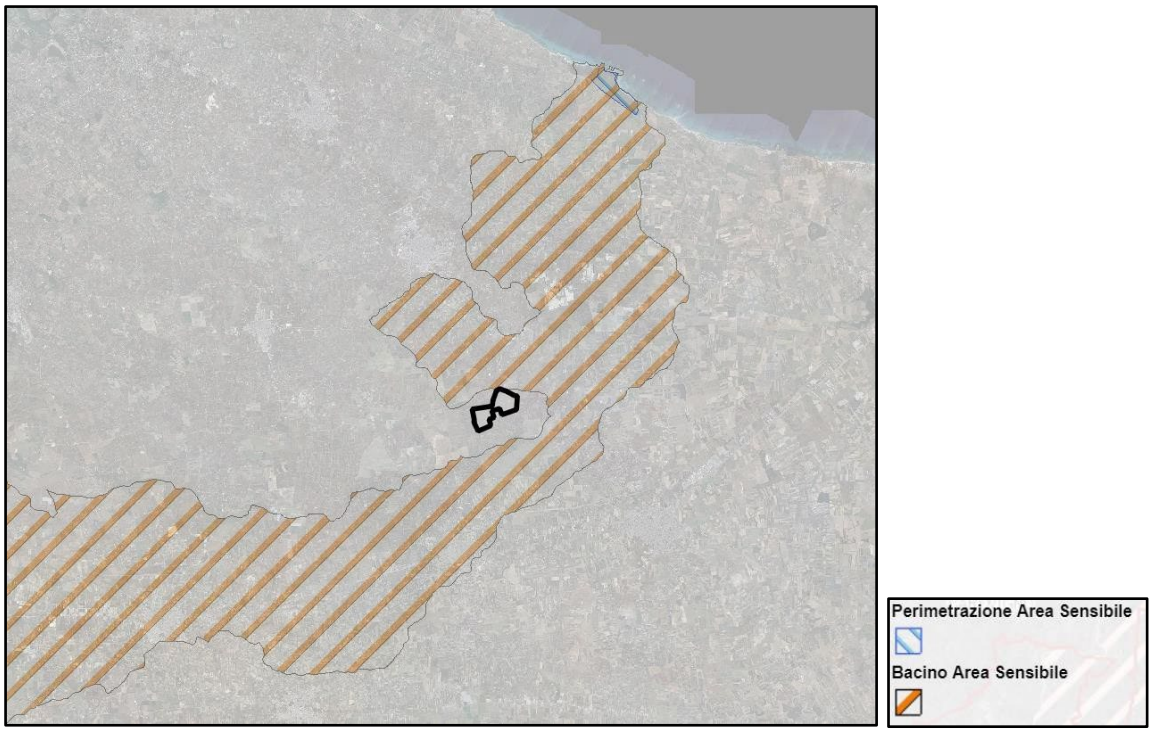


FIG 22B – Aggiornamento della perimetrazione delle aree sensibili e del bacino area sensibile - SIT Puglia – Aggiornamento 2015-2021 del PTA Puglia. In colore nero l'area di intervento

<u>Vulnerabilità intrinseca degli acquiferi carsici con fattore "precipitativo"</u>

Si definisce vulnerabilità intrinseca o naturale degli acquiferi "la suscettibilità specifica dei sistemi acquiferi, nelle loro diverse parti componenti e nelle diverse situazioni geometriche ed idrodinamiche, ad ingerire e diffondere, anche mitigandone gli effetti, un inquinante fluido o idroveicolato, tale da produrre un impatto sulla qualità dell'acqua sotterranea, nello spazio e nel tempo" (CIVITA, 1987).

L'area dell'intervento presenta un grado di vulnerabilità elevata, come si vince dalla Tav. 8.1 del PTA -Carta della

vulnerabilità intrinseca degli acquiferi carsici con fattore "P" (Unità Idrogeologiche Gargano, Murge, Salento) (Fig.23)

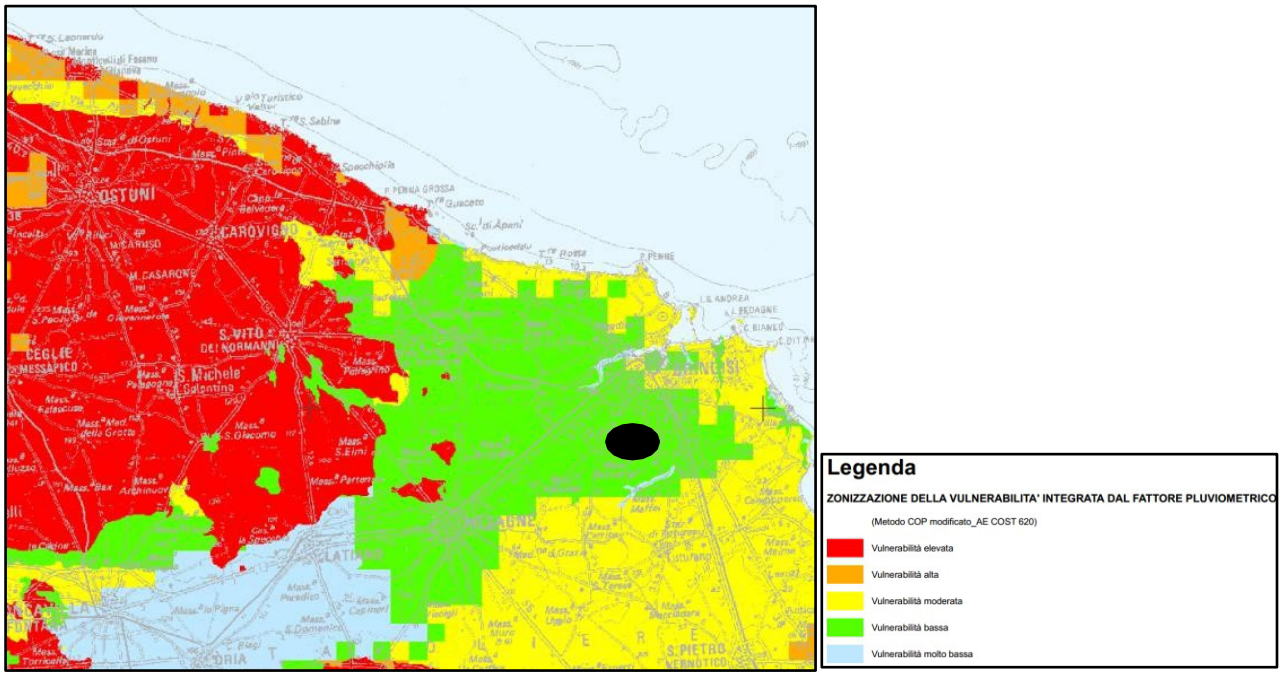


FIG 23 – Stralcio della Tav. 8.1 del PTA – Vulnerabilità intrinseca degli acquiferi carsici con fattore "P"(Unità Idrogeologiche Gargano, Murge, Salento) . In colore nero l'area di intervento

Coerenza del progetto con il PTA

Il lotto oggetto di progetto dell'impianto fotovoltaico non ricade in aree perimetrate dal PTA alla Tav. A "Zone di Protezione Speciale Idrologica (ZPSI)" e quindi non è soggetto alle prescrizioni e alle tutele dettate da questa tipologia di aree. Per quanto attiene le "Aree a Vincolo d'uso degli acquiferi, Tav. B", il sito in esame, per quello che attiene il solo foglio di mappa n.10, è interessato da "Aree di Tutela quali-quantitativa". In fase progettuale non è prevista l'apertura di nuovi pozzi o il rilascio di nuove concessioni per il prelievo delle acque dolci di falda da utilizzare per fini irrigui o industriali. L'area di impianto è lontana da pozzi o altre opere di captazione destinate ad uso potabile.

2.2.6 PIANO REGIONALE QUALITA' DELL'ARIA (PRQA)

Il Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA) è stato redatto in conformità alle recenti disposizioni normative nazionali e comunitarie che assegnano alle Regioni competenze in materia di monitoraggio della qualità dell'aria e della pianificazione delle azioni per il risanamento delle zone con livelli di concentrazioni superiori ai valori limite.

Il Piano, adottato con Regolamento Regionale n. 6/2008, ha definito la zonizzazione del territorio regionale ai sensi della previgente normativa sulla base delle informazioni e dei dati a disposizione a partire dall'anno 2005 in merito ai livelli di concentrazione degli inquinanti, con particolare riferimento a PM10 e NO2; distinguendo i comuni del territorio regionale in funzione della tipologia

di emissioni presenti e delle conseguenti misure/interventi di mantenimento/risanamento da applicare. Sulla base dei dati a disposizione è stata effettuata la zonizzazione del territorio regionale e sono state individuate "misure di mantenimento" per le zone che non mostrano particolari criticità (Zona D) e "misure di risanamento" per quelle che, invece, presentano situazioni di inquinamento dovuto al traffico veicolare (Zona A), alla presenza di impianti industriali soggetti alla normativa IPPC (Zona B) o ad entrambi (Zona C). Le "misure di risanamento" prevedono interventi mirati sulla mobilità da applicare nelle Zone A e C, interventi per il comparto industriale nelle Zone B ed interventi per la conoscenza e per l'educazione ambientale nelle zone A e C. Gli inquinanti monitorati sono:PM10, PM2.5, B(a)P, Benzene, Piombo, SO2, NO2, NOx, CO, Ozono, Arsenico, Cadmio, Nichel.

L'obiettivo generale del PRQA è quello di conseguire il rispetto dei limiti di legge per quegli inquinanti –PM10, NO2, Ozono – per i quali, nel periodo di riferimento per la redazione del piano, sono stati registrati superamenti nel territorio regionale.

La Regione Puglia ha adottato la zonizzazione e la classificazione del territorio, sulla base della nuova disciplina introdotta con il D.lgs. 155/2010, con DGR 2979 del 29/12/2011. Tale zonizzazione e classificazione, successivamente integrata con le osservazioni trasmesse nel merito dal Ministero dell'Ambiente con nota DVA 2012-8273 del 05/04/2012, è stata definitivamente approvata da quest'ultimo con nota DVA-2012-0027950 del 19/11/2012.

La Regione Puglia ha individuato 4 zone:

- ZONA IT1611: zona collinare;
- ZONA IT1612: zona di pianura;
- ZONA IT1613: zona industriale, costituita da Brindisi, Taranto e dai Comuni di Statte, Massafra, Cellino S. Marco e San Pietro Vernotico, che risentono maggiormente delle emissioni industriali dei due poli produttivi;
- ZONA IT1614: agglomerato di Bari, comprendente l'area del Comune di Bari e dei Comuni limitrofi di Modugno, Bitritto, Valenzano, Capurso e Triggiano.

La Regione Puglia ha redatto il suo Programma di Valutazione, revisionato nel Giugno 2012. Tale Programma indica le stazioni della rete utilizzata per le misurazioni in siti fissi e per quelle indicative; le tecniche di modellizzazione e le tecniche di stima obiettiva da applicare; prevede inoltre le stazioni di misurazione utilizzate alle quali fare riferimento nei casi in cui i dati rilevati dalle stazioni della rete (anche a causa di fattori esterni) non risultino conformi alle disposizioni del D.lgs. 155/2010, con particolare riferimento agli obiettivi di qualità dei dati ed ai criteri di ubicazione.

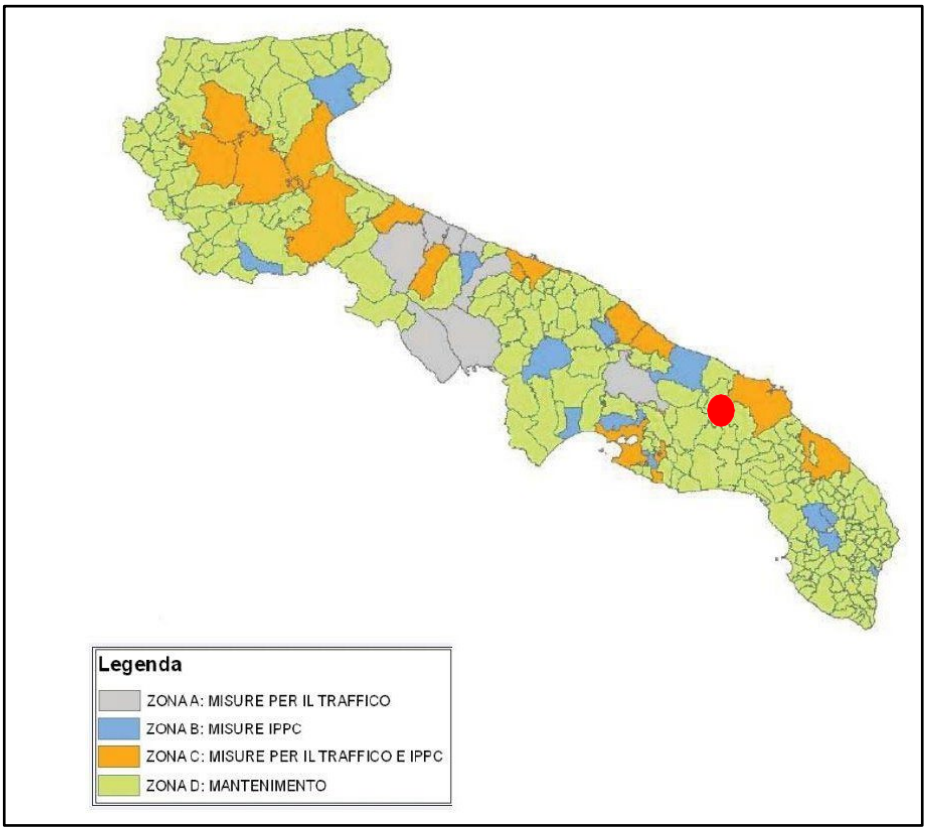


FIG 24 – Zonizzazione del territorio regionale – Piano di Qualità dell'aria

L'area interessata ad ospitare l'impianto in progetto ricade interamente nel comune di Latiano e, come si evince dalla figura precedente, è inserita in Zona IT1612 (Zona di pianura). Per tale zona il PRQA prevede la realizzazione di misure di risanamento ai comuni sul cui territorio ricadono impianti industriali soggetti alla normativa IPPC. L'area oggetto di intervento è lontana dalla viabilità provinciale e comunale a continua e frequente percorrenza; non sono presenti impianti IPPC che producono emissioni. Le misure di salvaguardia del PRQA non sono applicabili all'impianto in progetto fatta eccezione per la fase di cantierizzazione durante la quale ci potrebbero essere lievi emissioni diffuse.

2.2.7 PIANO ATTUATIVO 2015-2019 DEL PIANO REGIONALE DEI TRASPORTI (PRT)

La Regione Puglia attua le politiche-azioni in tema di mobilità e trasporti mediante strumenti di pianificazione/programmazione tra loro integrati tra cui, in particolare:

- il Piano attuativo del Piano Regionale dei Trasporti che per legge ha durata quinquennale, con estensione quindi, nel caso specifico 2015-2019 (da ora in poi PA 2015-2019), che individua infrastrutture e politiche correlate finalizzate ad attuare gli obiettivi e le strategie definite nel PRT approvato dal Consiglio Regionale il 23.06.2008 con L.R. n.16 e ritenute prioritarie per il periodo di

riferimento;

- il Piano Triennale dei Servizi (da ora in poi PTS), inteso come Piano attuativo del PRT, che attua gli obiettivi e le strategie di intervento relative ai servizi di trasporto pubblico regionale locale individuate dal PRT e ritenute prioritarie. L'approccio unitario adottato è avvalorato dalla scelta di mettere al centro della nuova programmazione la visione e gli obiettivi di Europa 2020 promuovendo lo sviluppo di un sistema regionale dei trasporti per una mobilità intelligente, sostenibile e inclusiva.
- INTELLIGENTE, in relazione all'innovazione nella concezione delle nuove infrastrutture, alle dotazioni tecnologiche e all'organizzazione dei servizi, all'ampio ricorso agli Intelligent Transport Systems (ITS), alla promozione della formazione e dell'informazione di operatori ed utenti;
- SOSTENIBILE, dal punto di vista ambientale per la capacità di ridurre le esternalità mediante: la promozione del trasporto collettivo e dell'intermodalità, la diffusione di pratiche virtuose, un'opzione preferenziale per modalità di trasporto meno inquinanti tra cui, in primis, quella ciclistica, l'impulso al rinnovo del parco veicolare privilegiando mezzi a basso livello di emissioni; ma sostenibile anche dal punto di vista economico ricercando nelle scelte infrastrutturali e nell'organizzazione dei servizi le soluzioni più efficienti sotto il profilo delle modalità di finanziamento per la costruzione e/o gestione;
- INCLUSIVA, per l'effetto rete che intende creare a supporto di un'accessibilità equilibrata sul territorio regionale e a vantaggio dello sviluppo di traffici tra la Puglia e lo spazio euro-mediterraneo.

Alla definizione dello scenario progettuale concorrono tre componenti:

- interventi materiali, riguardanti infrastrutture, materiale rotabile e tecnologie;
- servizi, nella cui sfera rientrano le reti dei servizi di trasporto collettivo, i servizi informativi per la pianificazione e il monitoraggio del traffico di persone e merci;
- politiche mirate a supporto dell'attuazione dello scenario di piano.

Lo scenario di progetto è stato declinato rispetto a tre scale territoriali di dettaglio crescente, corrispondenti ad altrettanti livelli di relazione che interessano il sistema socioeconomico regionale:

- lo spazio euro-mediterraneo, rispetto al quale il Piano si pone l'obiettivo generale di valorizzare il ruolo della regione, di potenziare i collegamenti con gli elementi della rete TEN.T e di sostenere l'esigenza della estensione di quest'ultima sia in ambito nazionale che internazionale sulle relazioni di interesse per la Puglia;

- l'area delle regioni meridionali peninsulari con le quali la Puglia ha storicamente rapporti importanti e condivide l'esigenza di sostenere lo sviluppo socioeconomico e contrastare la marginalizzazione delle aree interne;
- il sistema regionale considerato nella sua complessità caratterizzata da paesaggi, sistemi economici e sociali, poli funzionali d'eccellenza, che nel loro insieme determinano esigenze di mobilità di persone e merci, le più diverse, ma tutte degne di attenzione, al fine di garantire uno sviluppo armonico e sinergico.

L'obiettivo finale è quello di concorrere a garantire un corretto equilibrio tra diritto alla mobilità, sviluppo socio- economico e tutela dell'ambiente.

Per quanto sopra espresso l'elemento caratterizzante i Piani è lo sviluppo della pianificazione attraverso linee di intervento finalizzate a cogliere tre macro-obiettivi riferiti ad altrettante scale territoriali:

Valorizzare il ruolo della regione nello spazio Euromediterraneo con particolare riferimento all'area Adriatico- Ionica ed al potenziamento dei collegamenti multimodali con la rete TEN-T secondo un approccio improntato alla co-modalità;

a) Promuovere e rendere efficiente il sistema di infrastrutture e servizi a sostegno delle relazioni di traffico multimodale di persone e merci in coordinamento con le regioni meridionali peninsulari per sostenere lo sviluppo socioeconomico del sud Italia;
b) Rispondere alle esigenze di mobilità di persone e merci espresse dal territorio regionale attraverso un'opzione preferenziale a favore del trasporto collettivo e della mobilità sostenibile in generale, per garantire uno sviluppo armonico, sinergico e integrato con le risorse ambientali e paesaggistiche, anche al fine di contrastare la marginalizzazione delle aree interne.

Il Progetto in questione non presenta punti di conflitto con quanto previsto dal Piano Attuativo 2015-2019 del Piano dei Trasporti della Regione Puglia e dal Piano triennale dei Servizi 2015-2017. L'area di intervento ricade all'interno di un contesto dove non si ravvedono nodi cruciali né per il trasporto stradale regionale né per quello provinciale e quindi non si va ad influenzare l'accesso a nodi strategici per l'interscambio o l'accessibilità locale. Con riferimento alle aree poste in prossimità del sito di realizzazione del progetto, il PRT non prevede interventi.

2.2.8 PIANO DI INDIVIDUAZIONE AREE NON IDONEE FER PER EFFETTO DEL RR 24/2010

Con il Regolamento 30 dicembre 2010 n. 24, l'Amministrazione Regionale ha attuato quanto

disposto con Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia. Il regolamento ha per oggetto l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, come previsto dal Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" (G.U. 18 settembre 2010 n. 219), Parte IV, paragrafo 17 "Aree non idonee".

L'applicazione di quanto dettato dalle linee guida regionali, in particolare dal DGR n.2122/2012 "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale", sono stati aggiornati gli strati tematici cartografici informatizzati che individuano le aree e i siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili sul territorio regionale. Link: www.sit.puglia.it.

La sentenza del TAR Lecce n. 2156 del 14 dicembre 2011 dichiara illegittime le linee guida pugliesi laddove prevedono un divieto assoluto di realizzare impianti a fonti rinnovabili nelle aree individuate come non idonee. Secondo i giudici, infatti, le linee guida nazionali (D.M. 10 settembre 2010) nel dettare alle Regioni i criteri con i quali individuare le aree non idonee, non hanno mai inteso dettare un divieto preliminare assoluto, che comporterebbe quindi un rigetto automatico della domanda per il solo fatto che il progetto dell'impianto ricade in area non idonea. L'analisi effettuata ha evidenziato che l'impianto fotovoltaico di progetto:

- non ricade nella perimetrazione e né nel buffer di 200 m di nessuna Area Naturale Protetta Nazionale e Regionale, delle Zone Umide Ramsar, di Siti d'importanza Comunitaria - SIC, delle Zone di Protezione Speciale – ZPS (Fig. 25);
- non ricade nella perimetrazione di nessuna Area I.B.A. e in siti Unesco.

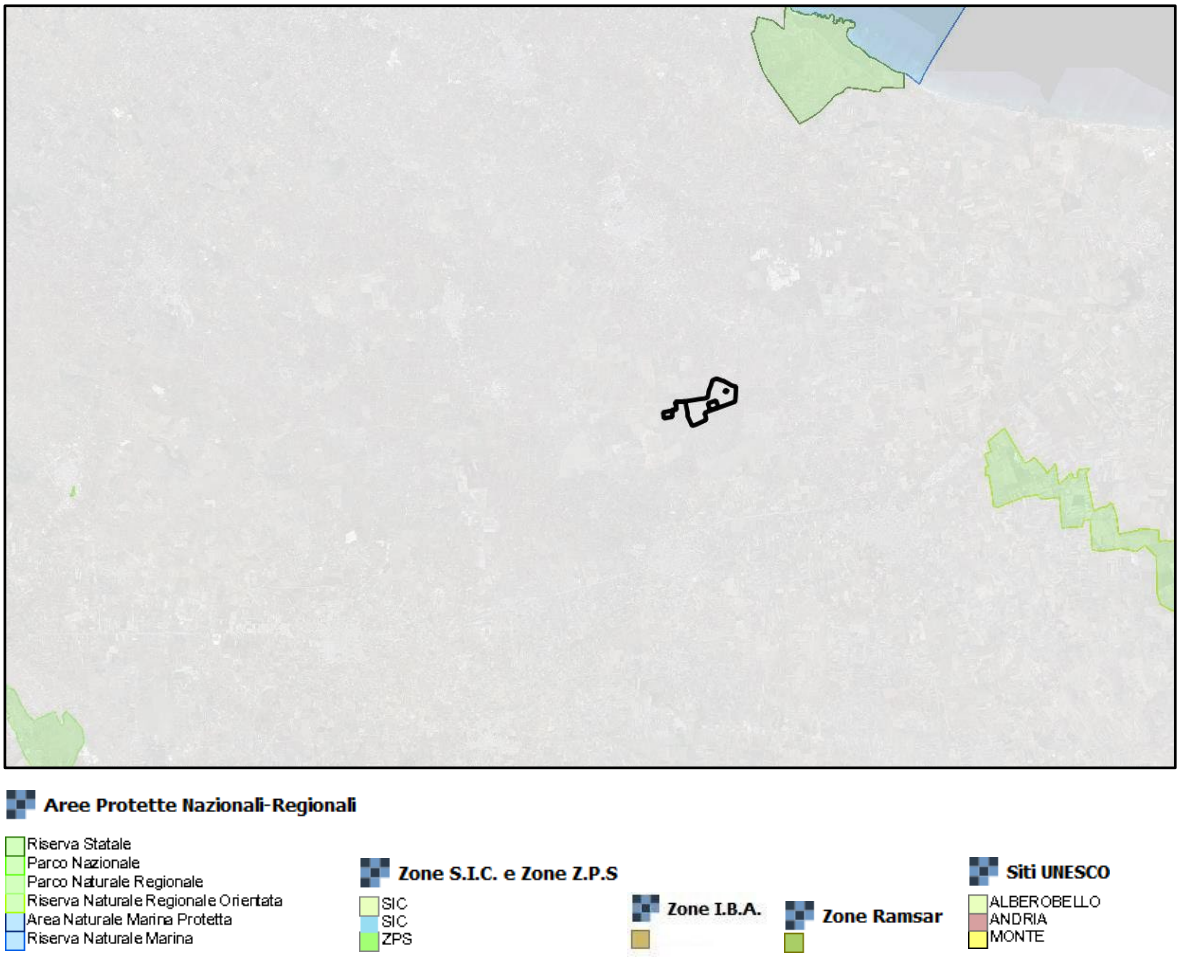


FIG 25 - Aree protette nazionali-regionali, zone SIC, zone ZPS, zone IBA, Zone Ramsar, Siti Unesco

Una considerazione specifica meritano i beni tutelati dal D.Lgs 42/04: alcuni beni perimetrati nel sito "aree FER della Regione Puglia" erano aree di tutela individuate nel PUTT in vigore all'epoca dell'entrata in vigore del R.R.24/2010. La disciplina di tutela di dette aree è stata oggi superata in seguito all'adozione e alla successiva approvazione del PPTR. Tutto ciò premesso è necessario far riferimento alla compatibilità dei beni paesaggistici del PPTR ad oggi in vigore.

2.2.9 SISTEMA DELLE AREE NATURALI PROTETTE

La legge n. 394/91 "Legge quadro sulle aree protette" (suppl. n.83 - G.U. n.292 del 13.12.1991) ha definito la classificazione delle aree naturali protette, ne ha istituito l'Elenco ufficiale e ne ha disciplinato la gestione. Attualmente il sistema nazionale delle aree naturali protette è classificabile come segue:

- Parchi nazionali. Sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici; una o più

formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l'intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future.

- Parchi naturali regionali e interregionali. Sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell'ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali.
- Riserve naturali. Sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati.
- Zone umide di interesse internazionale. Sono costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie, comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri e che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della convenzione di Ramsar.
- Altre aree naturali protette. Sono aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti.
- Zone di Protezione Speciale (ZPS). Designate ai sensi della direttiva 79/409/CEE, sono costituite da territori idonei per estensione e/o localizzazione geografica alla conservazione delle specie di uccelli di cui all'allegato n.1 della direttiva citata, concernente la conservazione degli uccelli selvatici.
- Zone Speciali di Conservazione (ZSC). Designate ai sensi della direttiva 92/43/CEE, sono costituite da aree naturali, geograficamente definite e con superficie delimitata, che:

a) contengono zone terrestri o acquatiche che si distinguono grazie alle loro caratteristiche geografiche, abiotiche e biotiche, naturali o semi-naturali (habitat naturali) e che contribuiscono in modo significativo a conservare, o ripristinare, un tipo di habitat naturale o una specie della flora e della fauna selvatiche di cui all'allegato I e II della direttiva 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e semi-naturali e della flora e della fauna

selvatiche in uno stato soddisfacente a tutelare la diversità biologica nella regione paleartica mediante la protezione degli ambienti alpino, appenninico e mediterraneo;

b) sono designate dallo Stato mediante un atto regolamentare, amministrativo e/o contrattuale e nelle quali sono applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino, in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat naturali e/o delle popolazioni delle specie per cui l'area naturale è designata. Tali aree vengono indicate come Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e, indicate dalle leggi 394/91 e 979/82, costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria.

La Regione Puglia, con la Legge Regionale n.19 del 24.07.1997 "Norme per l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette nella regione Puglia", ha ulteriormente specificato che i territori regionali sottoposti a tutela sono classificati secondo le seguenti tipologie:

- Parchi naturali regionali: sono costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali, da tratti di mare prospicienti la costa, che costituiscono un sistema omogeneo individuato dagli assetti naturali dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici dei luoghi e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali;
- Riserve naturali regionali: sono costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per le diversità biologiche o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere:

a) integrali, per la conservazione dell'ambiente naturale nella sua integrità riguardo alla flora, alla fauna, alle rocce, alle acque, alle cavità del sottosuolo, con l'ammissione di soli interventi a scopo scientifico;

b) orientate, per la conservazione dell'ambiente naturale nel quale sono consentiti interventi di sperimentazione ecologica attiva, ivi compresi quelli rivolti al restauro o alla ricostruzione di ambienti e di equilibri naturali degradati;

- Parchi e riserve naturali regionali di interesse provinciale, metropolitano e locale, in base alla rilevanza territoriale delle aree individuate su proposta della Provincia, della città metropolitana o dell'ente locale;
- Monumenti naturali, per la conservazione, nella loro integrità, di singoli elementi o piccole superfici dell'ambiente naturale (formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, vegetazionali) di particolare pregio naturalistico e ambientale;
- Biotopi: porzioni di territorio che costituiscono un'entità ecologica di rilevante interesse per la conservazione della natura. Attualmente in Puglia sono istituiti due Parchi Nazionali, (del Gargano e dell'alta Murgia); 16 Riserve Nazionali e tre Aree Marine Protette (Isole Tremiti, Torre Guaceto e Porto Cesareo).

L'area oggetto di intervento non è compresa in alcuna area naturale protetta (Fig. 25), per cui nell'iter procedurale non risulta necessario attuare la Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA).

2.2.10 PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO DELLA PROVINCIA DI BRINDISI E VERIFICA DI COERENZA DEL PROGETTO

Con Deliberazione del Commissario Straordinario con poteri del Consiglio n.2 del 06.02.2013 è stato adottato il PTCP ai sensi e per gli effetti della L.R. 20/01 art.7 comma 6. Il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale è un atto di programmazione generale che definisce gli indirizzi strategici di assetto del territorio a livello sovracomunale (assetto idrogeologico ed idraulico- forestale, salvaguardia paesistico-ambientale, quadro infrastrutturale, sviluppo socioeconomico). Esso costituisce strumento fondamentale per il coordinamento dello sviluppo provinciale "sostenibile" nei diversi settori, nel contesto regionale, nazionale, mondiale. Il PTCP persegue ed attua quanto previsto dalla Legge 142/1990, dalla Legge 59/1997, dal D. Lgs n. 267/2000, dalla Legge cost. n. 3/2001 e dalla Legge urb.reg. n. 20/2001 ed Atti di indirizzo; in particolare l'art. 6 e 7 della Legge urb. reg. n. 20/2001 intende:

- delineare il contesto generale di riferimento e specificare le linee di sviluppo del territorio provinciale;
- stabilire, in coerenza con gli obiettivi e con le specificità dei diversi ambiti territoriali, i criteri per la localizzazione degli interventi di competenza provinciale;
- individuare le aree da sottoporre a specifica disciplina nelle trasformazioni al fine di perseguire la tutela dell'ambiente, con particolare riferimento ai Siti Natura 2000 di cui alle direttive n. 79/409/CEE e n. 92/43/CEE;
- individuare le aree, nell'esclusivo ambito delle previsioni del Piano urbanistico territoriale tematico (PUTT) delle stesse, da sottoporre a specifica disciplina nelle trasformazioni al fine di perseguire la tutela dell'ambiente.

La legislazione urbanistica regionale, abbastanza di recente riformulata, definisce il PTCP; le competenze vengono fissate dalla Legge Regionale 25/2000 che all'art. 5 (Piano territoriale di coordinamento provinciale) stabilisce che:

In attuazione degli articoli 14 e 15 della l. 142/1990, nonché ai sensi dell'articolo 57 del d.lgs. 112/1998, il piano territoriale di coordinamento provvede, in base alle proposte dei Comuni e degli altri enti locali, nonché in coerenza con le linee generali di assetto del territorio regionale e con gli strumenti di pianificazione e programmazione regionali, a coordinare l'individuazione degli obiettivi generali relativi all'assetto e alla tutela territoriale e ambientale, definendo, inoltre, le conseguenti politiche, misure e interventi da attuare di competenza provinciale.

Il piano territoriale di coordinamento ha il valore e gli effetti dei piani di tutela nei settori della protezione

della natura, della tutela dell'ambiente, delle acque e della difesa del suolo e della tutela delle bellezze naturali, a condizione che la definizione delle relative disposizioni avvenga nelle forme di intesa fra la Provincia e le amministrazioni regionali e statali competenti (Cfr. Relazione Generale PTCP). Di conseguenza il PTCP rappresenta lo strumento per mezzo del quale la Provincia partecipa a processi di pianificazione e programmazione promossi dallo Stato, dalla Regione Puglia e da altri soggetti pubblici aventi titolo. Tutti i soggetti sopra richiamati che operano nel territorio della Provincia, nel rispetto delle proprie competenze, sono tenuti a perseguire gli obiettivi alla base del presente piano e con esso coordinarsi (Cfr. Art. 5 – NTA PTCP).

Le norme del PTCP sono articolate in:

a) misure "indirette", laddove i contenuti progettuali debbono transitare attraverso ulteriori strumenti di pianificazione e quindi siano prevalentemente rivolti a orientare, con un differente grado di intensità, l'azione di altri soggetti; tali misure possono essere articolate in indirizzi e direttive, a seconda del grado di incisività ad esse attribuito nei confronti degli strumenti di pianificazione locale o delle politiche settoriali provinciali;

b) misure "dirette", relative alla disciplina e alle azioni nell'ambito delle competenze dirette della Provincia;

b.1) le prescrizioni, riguardando gli oggetti e i beni la cui competenza è provinciale sono disposizioni che incidono direttamente sul regime giuridico dei beni disciplinati, regolando gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite. Le prescrizioni devono trovare piena e immediata osservanza ed attuazione da parte di tutti i soggetti pubblici e privati, secondo le modalità previste dal piano, e prevalgono sulle disposizioni incompatibili contenute nei vigenti strumenti di pianificazione e negli atti amministrativi attuativi;

b.2) gli interventi, ovvero azioni la cui attuazione è esercitata nell'ambito delle competenze dirette della Provincia (viabilità provinciale, edilizia scolastica, aree protette, valorizzazione beni culturali); per essi il PTCP deve individuare le priorità e le condizioni per la loro realizzazione, nonché il raccordo con i programmi della amministrazione provinciale nel breve e medio periodo, con esplicito riferimento ai bilanci pluriennali provinciali.

Il PTCP è formato da:

1) Il Quadro conoscitivo
2) Relazioni di settore
3) Relazione Generale
4) Elaborati cartografici:

Tav. 1P Vincoli e tutele operanti

Tav. 2P Caratteri fisici e fragilità ambientali Tav. 3P Caratteri storico culturali

Tav. 4P Sistema insediativo ed infrastrutturale

Tav. 5P Paesaggi provinciali e i Progetti prioritari per il paesaggio Tav. 6P Rete ecologica

Tav. 7P Progetto della struttura insediativa di livello sovracomunale Allegato: Azioni progettuali del PPTR recepite dal PTCP

5) Norme tecniche di Attuazione

6) Rapporto Ambientale, relativo alla procedura di VAS (ex direttiva CEE n. 42/2001 e D. L. gs N. 4/2008 e Circolare della Giunta Regionale della Puglia n. 981/2008 e VIncA.

Relazione di settore ambiente ed energia

In relazione alle problematiche energetiche, in attesa dell'approvazione del PEAP, il PTCP fa propri gli indirizzi del "Regolamento per la redazione degli studi e la valutazione della compatibilità ambientale di impianti fotovoltaici da realizzarsi nel territorio della provincia di Brindisi". Il PTCP in generale assume le strategie indicate dal PEAR a livello regionale e formula una serie di indirizzi da applicare a livello provinciale, tra cui:

- la diversificazione del mix di fonti fossili per la conversione energetica, al fine di ridurre il valore di impatto ambientale determinato dall'elevato livello di sovrapproduzione che il territorio ha rispetto ai livelli di consumi necessari al proprio fabbisogno;
- i nuovi insediamenti produttivi energetici dovranno assolvere al ruolo di non incrementare ulteriormente il livello di produzione di gas climalteranti, con applicazione quindi di tecnologie basate su fonti rinnovabili;
- diffusa valorizzazione ed incentivazione dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER);
- importanza nello sviluppo delle fonti di produzione energetica dal vento, stante anche le peculiarità climatiche regionali di interesse industriale.

Le politiche di sviluppo definite all'interno del PTCP, si pongono l'obiettivo di disegnare scenari sostenibili per il territorio provinciale, in grado di introdurre elementi di equilibrio con le componenti ambientali ed avranno le seguenti linee di azioni prioritarie:

- sviluppo delle FER in parallelo con una riduzione nell'impiego di fonti fossili, secondo un principio di sostituzione territoriale del mix di fonti energetiche primarie;
- sviluppo delle FER secondo linee guida che permettano di salvaguardare il patrimonio naturale, culturale e paesaggistico del territorio, secondo forme di sviluppo che permettano di prefigurare la massima integrazione tra valenze dei territori e opportunità locali offerte dalla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili.

Relazione di settore paesaggio, ambiente naturale, beni culturali

Il paesaggio della Provincia di Brindisi, totalmente antropizzato per via dell'antico e articolato insediamento e della

pervasiva utilizzazione del territorio, è caratterizzato dai due principali sistemi:

- quello insediativo;
- quello colturale (l'80% del territorio provinciale è agricolo);

i due sistemi sono strettamente interconnessi, con i quali si integrano gli altri sistemi, come quello della viabilità.

Per quanto riguarda il sistema insediativo, esso si è formato storicamente arretrato rispetto alla costa. Se si eccettua infatti Brindisi, protetta verso il mare da una profonda insenatura, i centri che si sono affermati nei secoli successivi alla civiltà romana, nel medioevo e oltre, sono collocati nell'interno, utilizzando, non solo per ragioni difensive, ma anche per la salubrità dei siti rispetto agli impaludamenti delle aree pianeggianti costiere, le morfologie rilevate del suolo.

L'organizzazione del sistema agrario, fondata sulla concentrazione della proprietà (azienda agricola a salariati, che conserva sostanzialmente le forme dell'organizzazione feudale) ha portato allo sviluppo di una serie di centri, sostanzialmente equivalenti, la cui vicinanza relativa permetteva spostamenti giornalieri per i lavori dei campi e ha almeno parzialmente negato (eccettuando il sistema dei trulli e quello delle masserie, comunque di diversa valenza) quei sistemi puntuali e diffusi di «presidio», che in contesti per molti aspetti simili ha contribuito (tra i diversi esiti) allo sviluppo di efficienti reti territoriali. Questo sistema "equipotenziale" di centri trova gli elementi di connessione in una maglia, a sua volta equipotenziale, di strade con struttura radiocentrica. Unica eccezione l'Appia Traiana, che assicurava i contatti a lunga distanza. Per quanto attiene le colture l'oliveto, se pur con intercalate zone locali a seminativo e misto alla vite e agli alberi da frutto, si estende per tutto il territorio rilevato dell'altopiano delle Murge , interessandone sia la Valle d'Itria che le propaggini a sud, fino alle prime ondulazioni delle Serre Salentine dei comuni sud-orientali, estendendosi anche nella piana costiera nord-orientale riparata dal potente bastione delle Murge, e lasciando libera l'area della Pianura di Brindisi, concentrica alla città.

Il paesaggio brindisino ha caratteri di fortissima riconoscibilità, cui contribuisce in maniera determinante il sistema delle permanenze storiche costituto, oltreché dagli elementi diffusi e sparsi – trulli nella parte nord- occidentale, e masserie in tutto il territorio provinciale, se pur con frequenze variabili – da quello dei centri storici, con i castelli federiciani o angioini, i palazzi nobiliari e chiese, da quello delle persistenze archeologiche, Egnatia tra le principali, nonché dall'importante patrimonio di tradizioni civili, religiose, e dei segni della cultura materiale contadina legati in particolare alla coltura/cultura dell'olivo e della vite. Si tratta di un paesaggio in cui le trasformazioni, determinate soprattutto dall'impatto delle trasformazioni fisiche e funzionali del sistema insediativo, stanno subendo una accelerazione. Negli ultimi decenni esso, infatti, è andato trasformandosi

soprattutto a causa delle nuove esigenze turistiche, la cui domanda ha prodotto la nascita di un sistema insediativo costiero discontinuo, appoggiato sia direttamente che a pettine alla statale costiera. A queste si sommano le trasformazioni derivanti dal naturale sviluppo dei centri, anche delle frazioni, che ha comportato da tempo un debordamento dagli ambiti storici e più recenti crescite insediative concentrate attorno ai vecchi centri sotto forma complessi compatti, più frequentemente di sfilacciature lungo le radiali e di case sparse, che si sommano a quelle storiche – tipica la casa "in città" e la seconda casa estiva poco fuori dal centro storico – disposte a pettine rado lungo le radiali minori interne, a comporre un diffuso che assume proporzioni vaste nel territorio dell'altipiano murgiano e delle sue propaggini, fino a quelli della Soglia Messapica, essendo invece di ridottissima, quasi nulla entità al di sotto di essa, nei comuni meridionali.

Coerenza del progetto con il PTCP della Provincia di Brindisi

Gli ambiti del territorio provinciale interessati da vincoli derivanti da apposite leggi di settore e da norme e strumenti della pianificazione territoriale preordinata, sono individuati nella Tav. 1P - Vincoli e tutele operanti. Sull'area interessata dall'impianto in progetto non sussistono vincoli derivanti da apposite leggi di settore e da norme e strumenti della pianificazione territoriale preordinata (Fig.27).

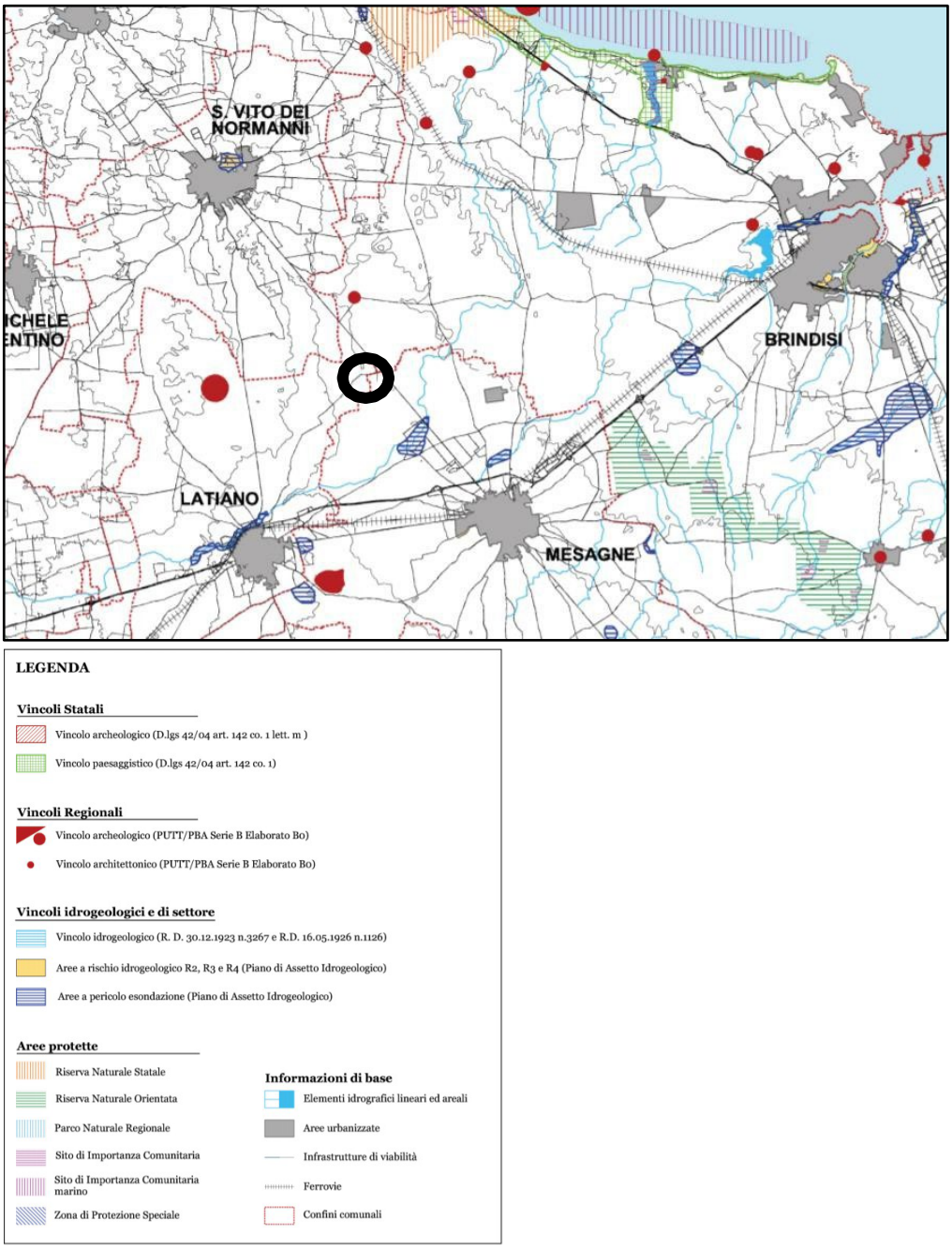


FIG 27 - PTCP – Vincoli e tutele operanti (area di intervento – tondo nero)

Nell'area di interesse non sono presenti pozzi – Tav.2P PTCP – Caratteri fisici e fragilità ambientali (Stralcio Fig. 28).

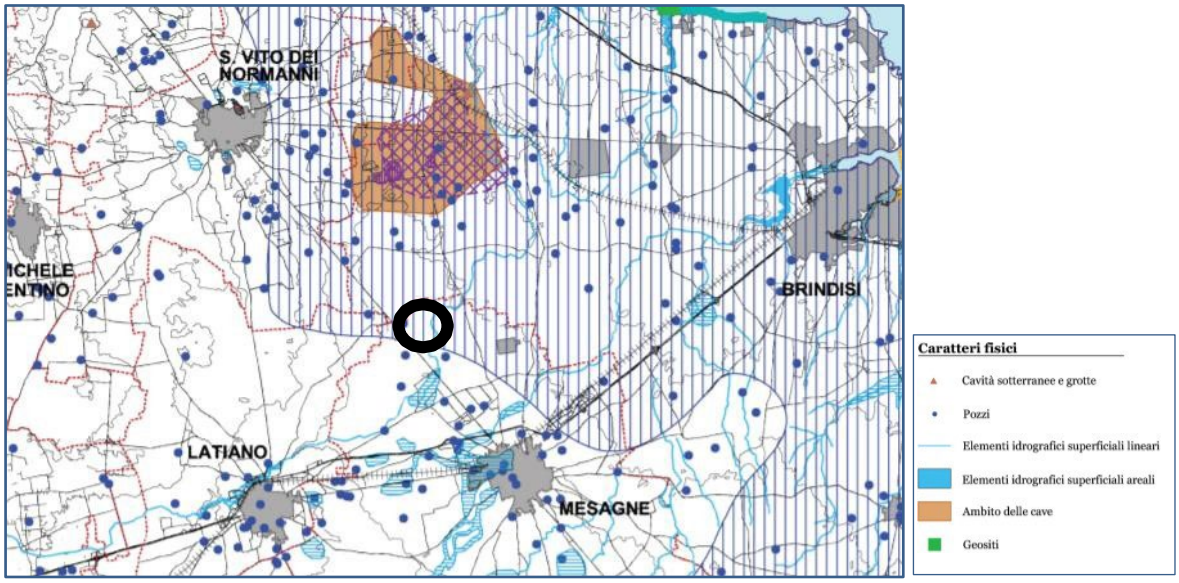
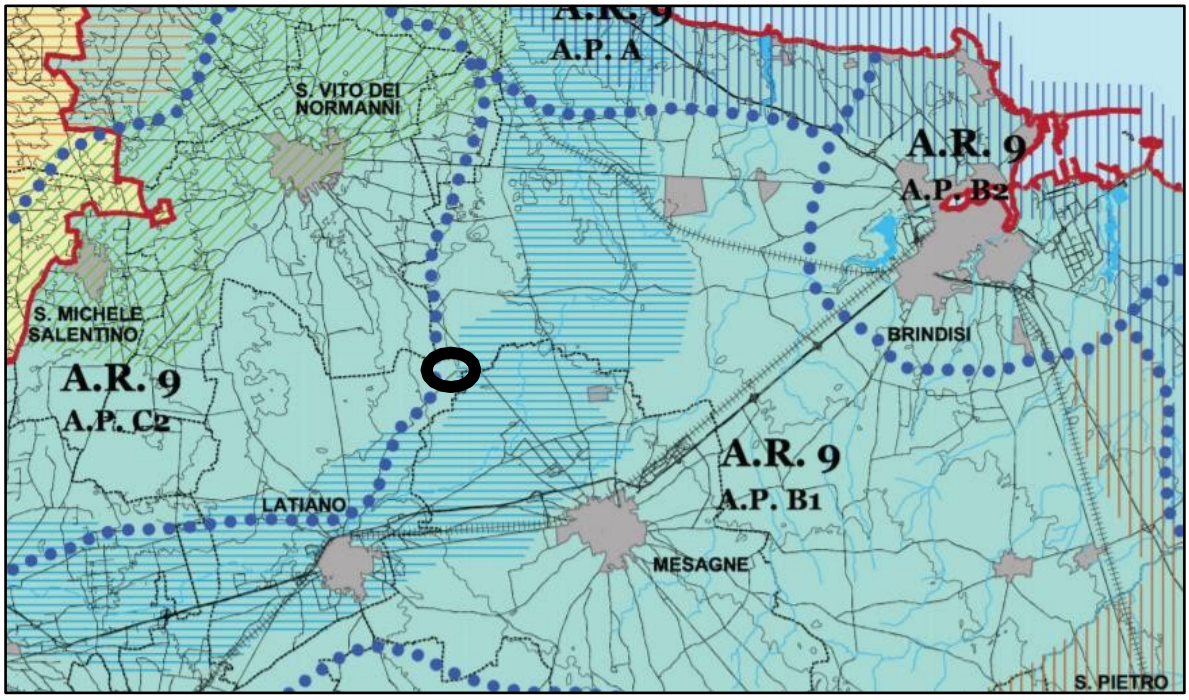


FIG 28 - PTCP – Caratteri fisici (area di intervento – tondo nero)

L'area di progetto non ricade in quelle interessate dai progetti prioritari del paesaggio (Costa, Canale reale, Area dei trulli, Area dell'uliveto storico, Terre di bonifica). PTCP – Tav. 5P – Carta dei paesaggi e dei progetti prioritari per il paesaggio (Fig.29).



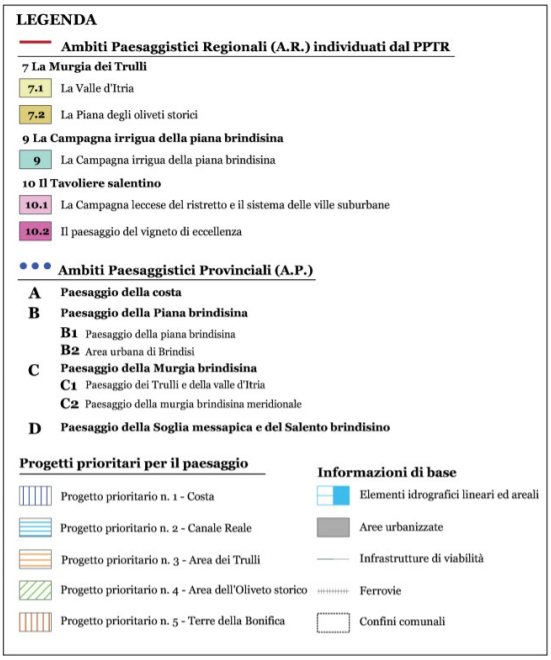
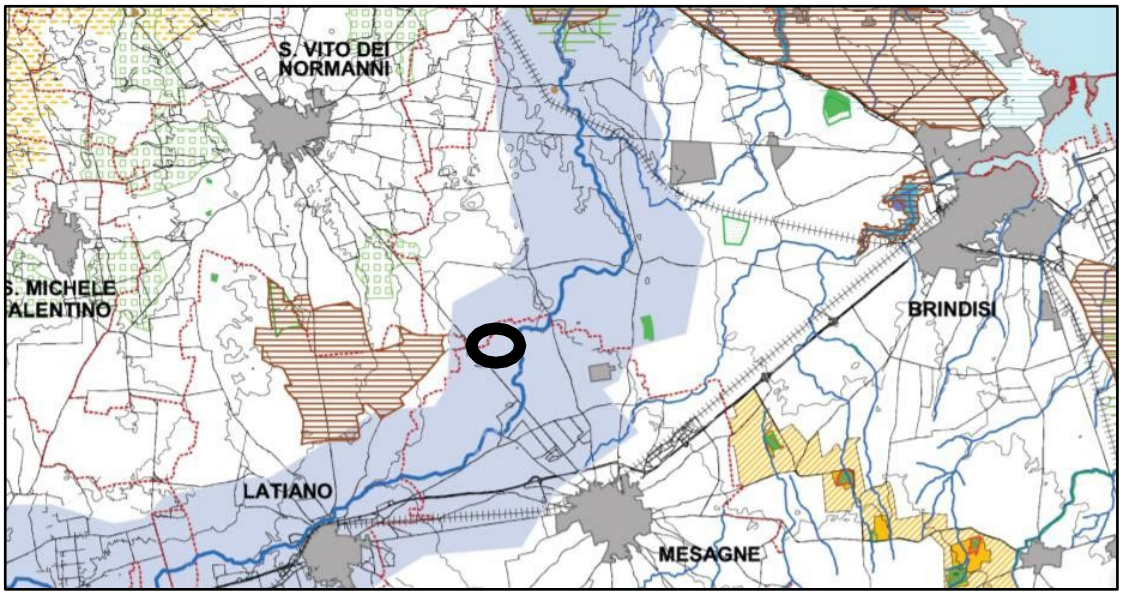


FIG 29 - PTCP – Carta dei paesaggi e dei progetti prioritari per il paesaggio (area di intervento – tondo nero)

L'area di impianto non ricade tra quelle caratterizzate da "alta concentrazione di uliveti"; non interferisce con aree protette quali parchi e riserve e zone "Natura 2000", zone umide, boschi, geotopi, Parchi e Riserve, zone di Natura 2000, aree SIC e ZPS, aree ad alta concentrazione di oliveti storici, aree dei Trulli, aree di Bonifica Principale. Parte della zona progettuale è interessata dalla "Oasi di protezione faunistica ricadenti in aree prevalentemente agricole" - Tav. 6P PTCP – Rete ecologica (Fig.30)



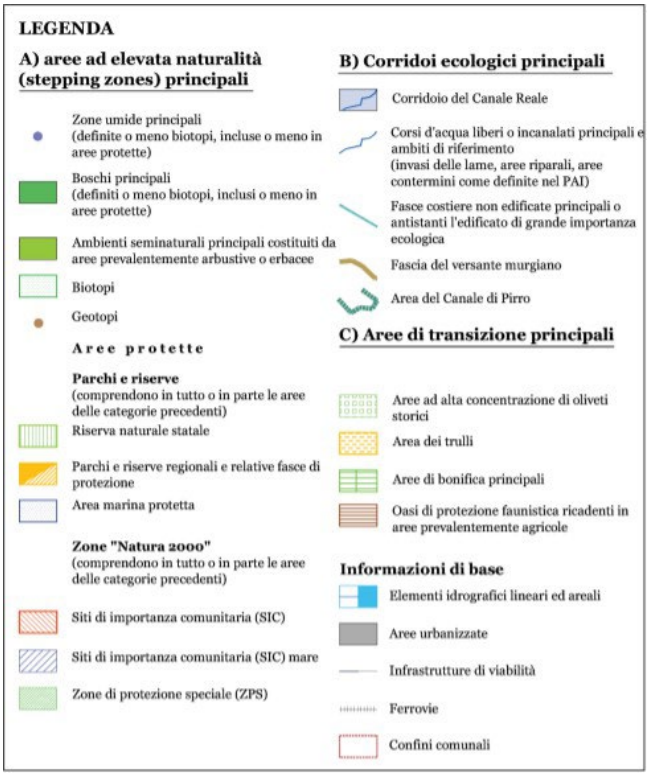


FIG 30 - PTCP – Rete ecologica (area di intervento – tondo nero)

2.2.11 PIANO FAUNISTICO DELLA REGIONE PUGLIA 2018-2023

Con l'art 7 della L.R. 20-12-2017 n.59 (Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma, per la tutela e la programmazione delle risorse faunistiche-ambientali e per il prelievo venatorio) la Regione Puglia assoggetta il proprio territorio agro-silvo-pastorale a pianificazione faunistica venatoria, finalizzata alla conservazione delle effettive capacità riproduttive delle loro popolazione e al conseguimento della densità ottimale e alla loro conservazione mediante la riqualificazione delle risorse ambientali e la regolamentazione del prelievo venatorio.

Esso stabilisce:

- criteri per l'attività di vigilanza (coordinata dalle Provincie competenti per territorio);
- misure di salvaguardia dei boschi e pulizia degli stessi al fine di prevenire gli incendi e di favorire la sosta e l'accoglienza della fauna selvatica;
- le misure di salvaguardia della fauna e relative adozioni di forma di lotta integrata e guidata per specie, per ricreare giusti equilibri, sentito l'ISPRA ex INFS;
- la modalità per l'assegnazione dei contributi regionali dalle tasse di concessione regionali, dovuti ai proprietari e/o conduttori agricoli dei fondi rustici compresi

negli ambiti territoriali per la caccia programmata, in relazione all'estensione, alle condizioni agronomiche, alle misure dirette alla valorizzazione dell'ambiente;

- i criteri di gestione per la riproduzione della fauna allo stato naturale nelle zone di ripopolamento e cattura;
- i criteri di gestione delle oasi di protezione;
- i criteri, modalità e fini dei vari tipi di ripopolamento.

Con riferimento ai Piani faunistici provinciali precedenti, così come approvati dagli organi deliberanti e per quanto riguarda le Oasi di Protezione, le Zone di ripopolamento e cattura, le zone addestramento cani, le aziende faunistico venatorie e le aziende agri-turistico-venatorie, il nuovo PVF regionale fa una ripartizione in zone confermate, da ampliare, da istituire e da revocare. In particolare, per quanto riguarda le Oasi di protezione, il nuovo PFV regionale prende atto del cambio di destinazione da Oasi di Protezione in Zone di ripopolamento e cattura, cosi come proposto dai rispettivi Piani faunistici venatori provinciali.

Parte dell'area di intervento è interessata dall'Oasi di protezione "Masseria Monte-Madre-Monica" (Fig.31).

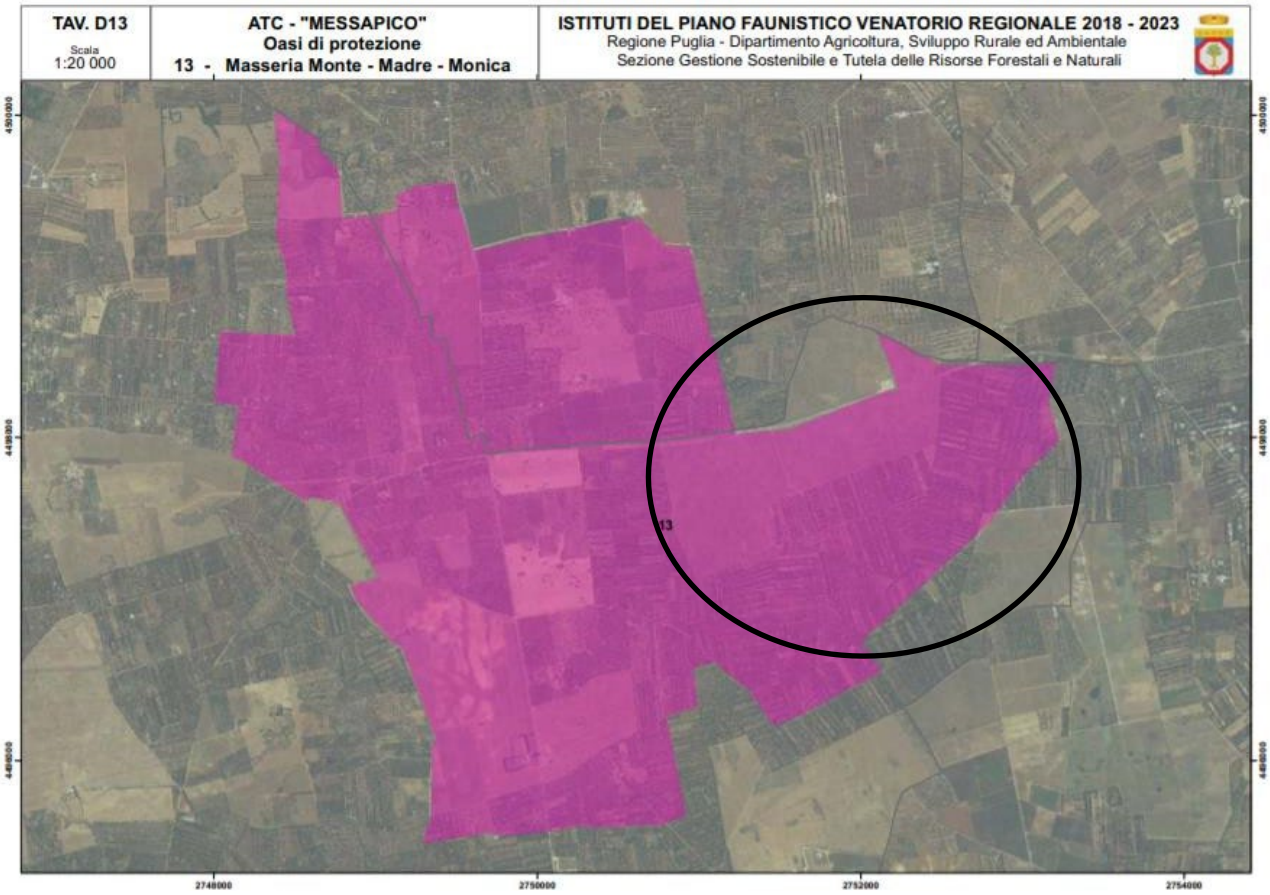


FIG 31 - Oasi di protezione (area di intervento – tondo nero)

2.2.12 CONFORMITA' DEL PROGETTO ALLA LEGGE QUADRO SUGLI INCENDI BOSCHIVI

Le disposizioni della Legge n.353/2000 "Legge quadro in materia di incendi boschivi" sono finalizzate alla conservazione e alla difesa dagli incendi del patrimonio boschivo nazionale (Art.1, comma 1). Per incendio boschivo si intende un fuoco con suscettività ad espandersi su aree boscate, cespugliate o arborate, comprese eventuali strutture e infrastrutture antropizzate poste all'interno delle predette aree, oppure su terreni coltivati o incolti e pascoli limitrofi a dette aree (Art.2, comma 1).

Di seguito la rappresentazione delle aree percorse dal fuoco così come riportato nel "Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2020" (intervallo temporale 2019 – 2016) e così come indicato nel sistema informatico SINAPSI (Sistema di Pianificazione e Gestione delle Emergenze della Sezione Protezione Civile Regione Puglia) (intervallo temporale 2005 – 2021). L'area di progetto non è stata interessata da aree percorse dal fuoco nel periodo temporale 2005-2021, ai sensi dell'art.10 della L.353/2000 (Fig.32).

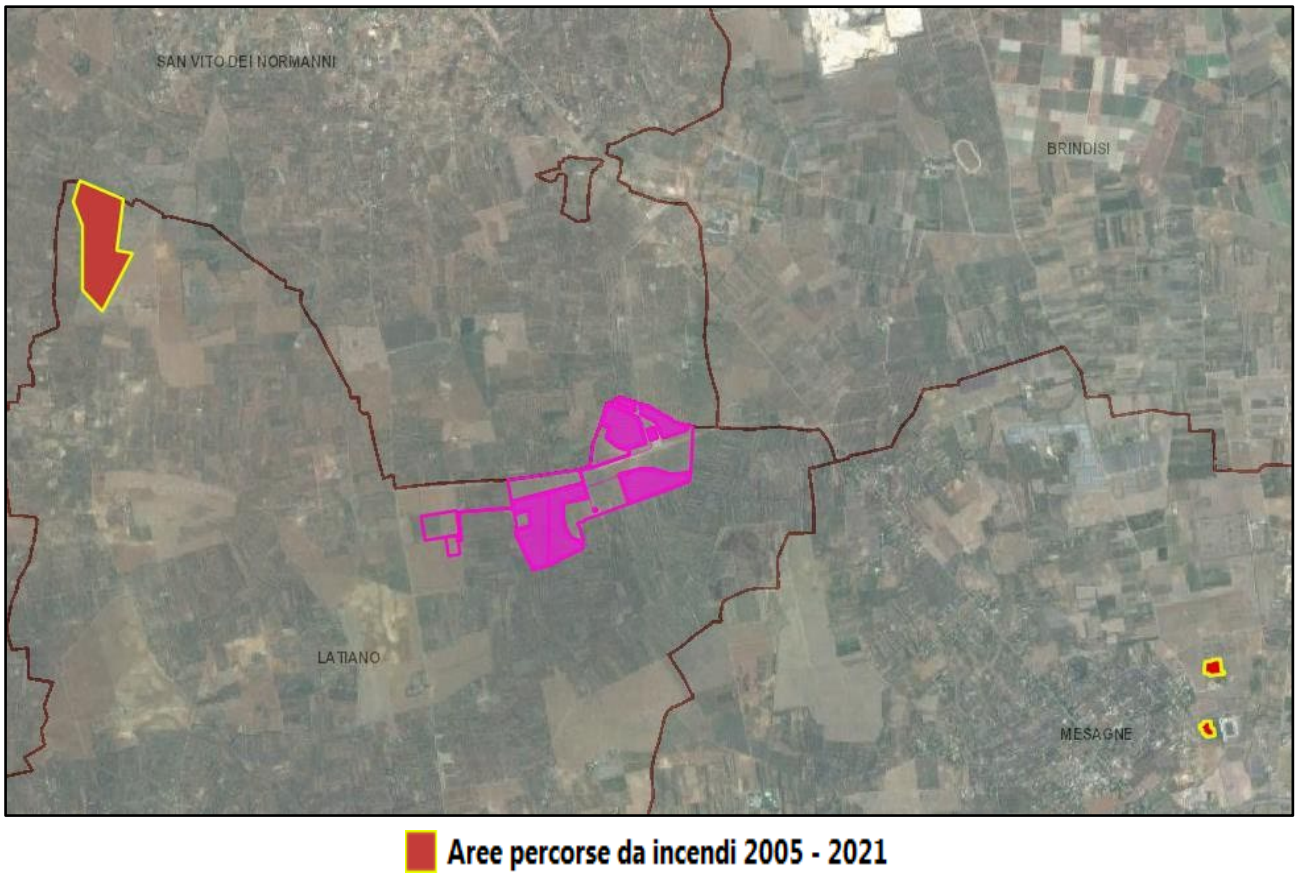


FIG 32 – Aree percorse da incendi nel periodo 2005-2021 (Fonte: Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018-2023 e sistema Sinapsi della Regione Puglia) e aree di intervento

2.2.13 PIANO DI FABBRICAZIONE (PdF) DEL COMUNE DI LATIANO (BR) E VERIFICA DI

COERENZA DEL PROGETTO

Lo strumento urbanistico attualmente vigente al Comune di Latiano (BR) è il Piano di Fabbricazione (PdF) del 1975. Secondo questo Piano tutte le aree interessate dal progetto sono definite come "Aree Agricole". Il PdF attraverso il regolamento edilizio, le norme tecniche di attuazione e la zonizzazione delle destinazioni d'uso in ambito urbano e sub urbano contribuisce ad un minimo di organizzazione alla crescita urbanistica comunale.

L'intervento in progetto, poiché ricadente in area tipizzata agricola, non produrrà, dal punto di vista urbanistico, squilibri sull'attuale dimensionamento delle aree a standard rivenienti dalla qualificazione ed individuazione operata dallo strumento urbanistico comunale vigente, nonché interferenze significative con le attuali aree tipizzate di espansione e/o con eventuali opere pubbliche di previsione.

3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Nell'ambito del quadro di riferimento progettuale viene rappresentata una sintesi del progetto e delle opere ingegneristiche e agricole nell'ambito del progetto di un Impianto Agrivoltaico della potenza nominale di di 48128,738 kWp – Lotto 9.

3.1 DATI DI PROGETTO

3.1.1 DATI IDENTIFICATIVI GENERALI DEL PROGETTO

SITO

Ubicazione	Latiano (BR)
Uso	Terreno agricolo
Inclinazione superficie	Orizzontale
Fenomeni di ombreggiamento	Assenza di ombreggiamenti rilevanti
Altitudine	73-105 m slm
Latitudine – Longitudine	Latitudine Nord: 40°35'59.88" Longitudine Est: 17°44'12.74"
Dati relativi al vento	Circolare 4/7/1996
Carico neve	Circolare 4/7/1996
Condizioni ambientali speciali	NO

Tipo di intervento richiesto:

- Nuovo impianto SI
- Trasformazione NO
- Ampliamento NO

DATI TECNICI GENERALI ELETTRICI

Potenza nominale totale dell'impianto 48128,738 kWp

Potenza nominale disponibile (immissione in rete)	41.000,00 kW
Produzione annua stimata	85.608 MWh
Punto di Consegna	Futura sezione a 150 kV della Costituenda Stazione Elettrica RTN 150/380 kV di Latiano (BR)
Dati del collegamento elettrico di connessione	
- Descrizione della rete di collegamento	Connessione in AT
- Tensione nominale (Un)	150.000 V
- Vincoli da rispettare	Standard TERNA
Range tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di trasformazione (cabine di trasformazione MT/BT)	30.000 V
Range tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione (inverter)	<1000 V
Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione	<1500 V

DATI TECNICI GENERALI SUPERFICI		
Superficie particelle catastali (disponibilità superficie)	123,98	ettari
Superficie totale sito (area recinzione)	54,29	ettari
Superficie occupata parco FV	49,73	ettari
Viabilità interna al campo:	2.4	ettari
Moduli FV (superficie netta al suolo):	216.132,343	mq
Cabinati:	1009,58	mq
Superficie di impianto destinata alla coltovazione:	45,73	ettari
Superficie destinata a siepe perimetrale di mitigazione:	4,59	ettari

3.1.1 SITO DI INSTALLAZIONE

L'impianto agrivoltaico sorgerà in un'area che si estende su una superficie agricola posta nella porzione nord-orientale del territorio comunale di Latiano (BR), non molto distante dal confine dei comuni di San Vito dei Normanni (in direzione nord- ovest) e di Mesagne (in direzione sud-est). L'area di intervento è contraddistinta al Catasto Terreni del comune di appartenenza al Foglio 10 - Particelle 1, 5, 6, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 254 ed al Foglio 15 - Particelle 1, 169 per complessivi 124 ha circa.

Di seguito si riportano i dettagli di ciascuna particella (Tabella 2). L'impianto occupa parzialmente o totalmente le particelle

elencate come rappresentato nell'elaborato planimetria generale d'impianto su catastale.

Comune	Foglio	Particella	Superficie (ha)
Latiano (BR)	10	1	21.84.00
		5	00.03.14
		6	00.83.28
		18	00.10.95
		19	00.11.93
		20	9.25.64
		21	2.92.29
		22	00.37.77
		23	5.43.23
		25	00.11.38
		26	30.18.27
		27	00.20.89
		28	00.88.80
		29	13.31.81
		30	00.88.85
		31	00.10.95
		32	00.10.95
		33	00.24.83
		34	7.71.40
		35	00.25.91
		37	00.66.92
		38	00.66.56
		254	12.40.51
	15	1	12.25.25
		169	3.02.50

Tabella 2 – Estremi catastali delle particelle interessate dal progetto

L'accessibilità al sito è buona e garantita dalla strada della contrada Iacucci nuova e dalla strada della contrada Zambardo. Il parco fotovoltaico, mediante un cavidotto interrato uscente dalla cabina di impianto alla tensione di 30kV, verrà collegato in antenna a 150 kV su uno stallo approntato nella futura sezione a 150 kV della costituenda Stazione Elettrica RTN 150/380 kV che sorgerà nel comune di Latiano (BR).

3.2 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

L'impianto agrivoltaico in oggetto, di potenza in DC di 48128,738 kWp e potenza di immissione massima pari a 41.000,00 kW.

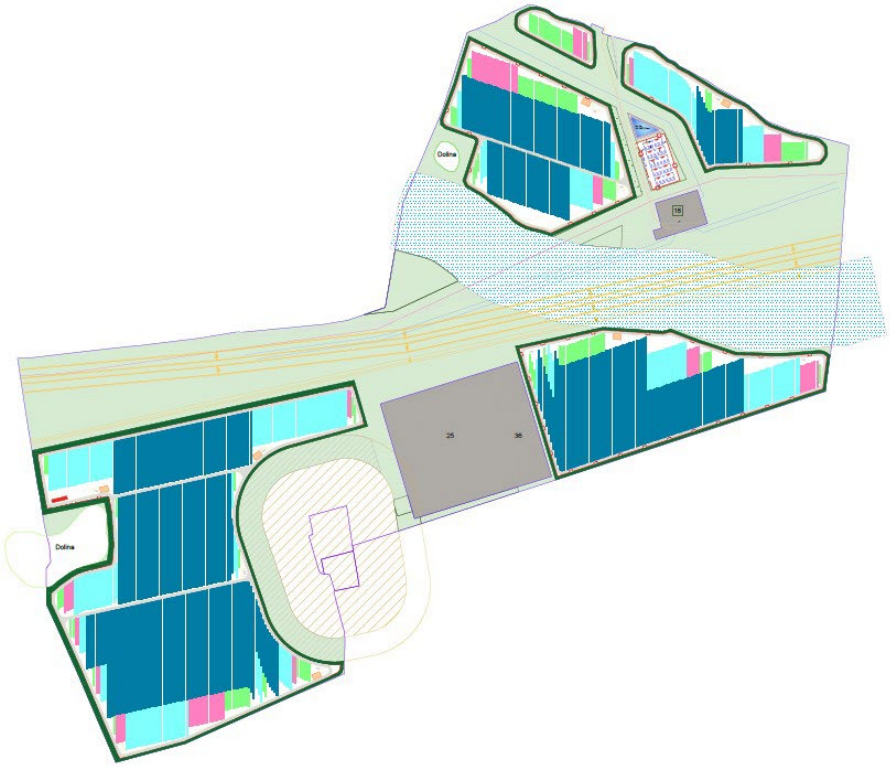


FIG 33 – Layout di impianto

L'impianto sarà realizzato con 1016 strutture (tracker) in configurazione da: 28-42-56-84, con pitch= 4.9 m. In totale saranno installati 67.116 moduli fotovoltaici monocristallini delle potenze di 710 – 715 – 720 W. Il progetto prevede l'utilizzo di moduli fotovoltaici della CANADIAN SOLAR tipo BiHiKu7 con potenza nominale media di 716.5 Wp con celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio presentano rendimenti di conversione più elevati. I moduli fotovoltaici sono posizionati su tracker, con l'asse di rotazione disposta in direzione nord -sud, distanziati di 4.9 m (rispetto all'asse di rotazione) l'uno dall'altro. I tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. Questa tipologia di struttura evita in generale l'esecuzione di opere di calcestruzzo e faciliterà enormemente sia la costruzione che la dismissione dell'impianto a fine vita, diminuendo drasticamente le modifiche subite dal suolo.

Il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture con cavi esterni graffettati alle stesse. Le stringhe saranno disposte secondo file parallele e collegate direttamente a ciascun ingresso degli inverter distribuiti multistringa del tipo HUAWEI – SUN2000-330KTL-H1.

Gli inverter con potenza nominale di 215kVA (200kW @40°C) saranno collocati in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua, e sono caratterizzati dalle seguenti caratteristiche: elevata resa (3 MPPT con efficienza massima 99%, funzione anti-PID integrata, compatibilità con moduli

bifacciali), gestione intelligente (funzione scansione curva IV e diagnosi, tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa), elevata sicurezza (protezione IP66, SPD tipo II sia per CC che CA, conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali IEC). L'energia viene convertita negli inverters, trasformando la tensione da 1500Vcc (continua) a 800 Vca (alternata) e viene trasportata, con linee indipendenti per ciascun inverter, per mezzo di cavi BT a 800 V direttamente interrati alle cabine di trasformazione BT/MT che innalzano la tensione da 800 V a 30kV.

Ciascun inverter verrà collegato al quadro di parallelo inverter, collocato nello scomparto di bassa tensione nelle cabine di trasformazione nel locale, equipaggiato con dispositivi di generatore (interruttori automatici di tipo magnetotermico o elettronici a controllo di massima corrente e cortocircuito) per ciascuna linea inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per mezzo del quale verrà effettuato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore BT/MT.

Le cabine di trasformazione sono della tipologia HUAWEI modello JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1, pre- assemblate in fabbrica, trasportabile in sito pronte per essere installate e rappresentano una soluzione funzionale con un considerevole risparmio di tempo e di costi, dal momento che vengono fornite in campo già assemblate sia meccanicamente che elettricamente, nonché rapidità e facilità nella fase di smontaggio a fine vita utile dell'impianto. Le cabine di trasformazione sono così composte: trasformatori BT/MT 0,80/30 kV con potenza da 3300 kVA (Vcc% 6%, ONAN, Dy11, IP54), quadro MT da 36kV 16kA del tipo SF6 conforme alla norma IEC 62271 isolati in gas sigillato ermeticamente a semplice manutenzione, quadro BT con interruttori e fusibili di protezione.

All'interno di ciascuna cabina di trasformazione è predisposto un quadro elettrico di media tensione, cella di arrivo linea e cella di protezione con un interruttore automatico con protezione 50, 51 e 51N per la protezione dei montanti di media tensione di alimentazione dei trasformatori, un sezionatore di linea sottocarico interbloccato con un sezionatore di terra, eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta, un trasformatore per i servizi ausiliari. Sarà realizzato un impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti e sovratensione impulsiva al quale saranno collegate tutte le strutture metalliche di sostegno e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I.

L'impianto fotovoltaico così descritto sarà dotato di sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto, impianto di illuminazione perimetrale e area cabine, impianto antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi).

Le varie cabine di trasformazione BT/MT saranno raggruppate in dorsali MT che confluiranno nella cabina di raccolta (ubicata nell'area di impianto destinata allo storage), per mezzo di linee elettriche in cavo interrato elettrificate a 30 kV che andranno ad innestarsi sulla corrispondente cella di linea

del quadro elettrico di distribuzione in media tensione installato all'interno della cabina stessa. Dalla cabina di raccolta partirà un unico cavidotto a 30 kV che percorrerà circa 2,15 km fino a giungere nei pressi della futura Sottostazione Elettrica Utente (SSEU) 150/30 kV. L'impianto verrà collegato in antenna a 150 kV su uno stallo approntato nella futura sezione a 150 kV della costituenda Stazione Elettrica RTN 150/380 kV che sorgerà nel comune di Latiano (BR).

FIG 34 – Tracciato di collegamento tra l'impianto "LOTTO 9" e la futura SE RTN 380/150 kV di Latiano

3.2.1 ELENCO CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

<u>Dati caratteristiche tecniche generali:</u>

La centrale fotovoltaica avrà le seguenti caratteristiche generali:

- potenza fotovoltaica di 48.128,738 kWp
- potenza nominale disponibile (immiss. in rete) pari a 41.000,00kW
- produzione annua stimata: 85.608 MWh
- superficie totale sito (area recinzione): 54,29 ettari
- superfici occupate dall'impianto fotovoltaico:
    - viabilità interna al campo: 2,40 ettari
    - moduli FV (superficie netta): 21,61 ettari

- cabine: 1009,58 mq

<u>Dati caratteristiche tecniche elettromeccaniche:</u>

Il generatore fotovoltaico nella sua totalità tra i due siti sarà costituito da:

- n. 67.172 moduli fotovoltaici CANADIAN SOLAR BiHiKu7 da 710-715-720 W;
- n. 1013 tracker totali: 28-42-56-84 con moduli in verticale aventi le seguenti caratteristiche dimensionali:
  - ancoraggio a terra con pali infissi direttamente "battuti" nel terreno;
  - altezza minima da terra dei moduli 80 cm;
  - altezza massima da terra dei moduli (in orizzontale) 1,76 m;
  - pitch 4.9 m
  - tilt ±60°
  - azimut 0°
- n. 161 inverter HUAWEI SUN2000-330KTL-H1 che possono lavorare in conformità alle prescrizioni presenti del Codice di Rete. Nell'impianto saranno inoltre presenti complessivamente:
- n. 9 cabine di trasformazione HUAWEI modelloJUPITER-9000K/6000K/3000K-H1: trattasi di container prefabbricati delle dimensioni pari a 6058x2896x2438 mm (W x H x D), così composte:
  - vano quadri BT;
  - vano trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari 5 kVA;
  - trasformatore MT/BT;
  - vano quadro MT.
- n. 1 cabina di raccolta: cabina prefabbricata avente volumetria lorda complessiva pari a 33000x4000x6500 mm (W x H x D), al loro interno saranno installati:
  - Locale Distribuzione con quadro di distribuzione MT, trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari della centrale;
  - Locale Monitoraggio e Controllo con la componentistica dei sistemi ausiliari e monitoraggio.
- n.6 cabine di stoccaggio materiale (dimensioni W x H x D: 12200x2600x2440 mm): cabinato in container in acciaio o ad elementi prefabbricati;
- rete elettrica interna a MT per il collegamento tra le varie cabine di trasformazione e la cabina di raccolta;
- rete elettrica interna a 1500V tra i moduli fotovoltaici e gli inverter;
- rete elettrica interna a 800V tra gli inverter e le cabine di trasformazione;

- impianto di terra (posizionato lungo le trincee dei cavi di potenza) e maglia di terra delle cabine.

Dati caratteristiche tecniche civili:

Tutte le opere civili necessarie alla corretta collocazione degli elementi dell'impianto e al fine di garantire la fruibilità in termini di operazione e mantenimento dell'impianto nell'arco della sua vita utile:

- recinzione perimetrale a maglia metallica plastificata pari a ca. 2,05 ml dal terreno con 30 cm come misura di mitigazione ambientale, con pali in metallo infissi a 75 cm;
- viabilità interna al parco larghezza di 4 metri realizzata con un materiale misto cava di cava o riciclato spessore ca. 30-50cm;
- minima regolarizzazione del piano di posa dei componenti dell'impianto fotovoltaico (strutture e cabinati) in ogni caso con quote inferiori a 1 metro al fine di non introdurre alterazioni della naturale pendenza del terreno;
- scavi a sezione ampia per la realizzazione della fondazione delle cabine elettriche e della viabilità interna e a sezione ristretta per la realizzazione delle trincee dei cavidotti MT, BT e ausiliari, in ogni caso inferiori a 1 metro all'interno delle aree recintate;
- canalizzazioni all'ingresso delle cabine, cavi inverter e cabine, cavi perimetrali per i sistemi ausiliari;
- basamenti dei cabinati (cabine di trasformazione BT/MT, cabina di raccolta e locali tecnici) e plinti di fondazione delle palificazioni per illuminazione, videosorveglianza perimetrale e recinzione;
- pozzetti per le canalizzazioni perimetrali e gli accessi nelle cabine di trasformazione;
- opere di piantumazione tra le fila dei tracker e piantumazione fascia arborea di protezione e mitigazione dell'impianto;
- eventuali drenaggi in canali aperti a sezione ristretta, a protezione della viabilità interna e delle cabine, nel caso si riscontrassero basse capacità drenanti delle aree della viabilità interna o delle aree di installazione delle cabine.

Dati caratteristiche tecniche sistemi ausiliari:

I sistemi ausiliari che saranno realizzati sono:

- sistema di controllo e monitoraggio impianto fotovoltaico;
- sistema antintrusione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di accesso e cabine, costituito da un sistema di videosorveglianza con telecamere fisse poste su pali in acciaio, da un sistema di allarme a barriere microonde (RX-TX di circa 60 m) con centralina di gestione degli accessi;
- sistema di illuminazione lungo l'anello perimetrale ed in prossimità dei punti di

accesso e cabine (si accenderà solo in caso di intrusione dall'esterno);

- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (illuminazione perimetrale, controllo, etc.).
- rete telematica interna per la trasmissione dei dati del campo fotovoltaico;
- rete idrica per l'irrigazione delle colture.

3.2.2 ELEMENTI COSTITUENDI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli elementi principali dell'impianto fotovoltaico, in termini di componenti e opere, possono essere così riassunti e verranno dettagliai nei successivi paragrafi.

Componenti e opere elettromeccaniche:

- moduli fotovoltaici;
- tracker
- inverter;
- cabine di trasformazione MT/BT (con i trasformatori e quadri di protezione e distribuzione);
- cabina di raccolta (con quadri di protezione, distribuzione e misura MT dell'impianto);
- cabine di stoccaggio materiale;
- cavi elettrici e canalizzazioni di collegamento;
- terminali e le derivazioni di collegamento;
- impianto di terra;

Componenti e opere civili:

- recinzione perimetrale;
- viabilità interna (e esterna ove presente);
- movimentazione di terra;
- scavi e trincee;
- cabinati;
- basamenti e opere in calcestruzzo;
- pozzetti e camerette;
- drenaggi e regimazione delle acque meteoriche
- opere di verde

Componenti e opere servizi ausiliari:

- sistema di monitoraggio;
- sistema antintrusione (videosorveglianza, allarme e gestione accessi);
- sistema di illuminazione;

- sistema idrico.

3.3 COMPONENTI E OPERE ELETTROMECCANICHE

3.3.1 MODULI FOTOVOLTAICI

La scelta dei moduli deve garantire il grado di assoluta affidabilità, durabilità e rendimento anche in funzione delle temperature medie del sito di intervento. Selezione di fornitura moduli attuata tra fornitori con rating Tier-1.

I moduli saranno con celle di silicio monocristallino o policristallino con composizione vetro-tedlar con cornice, J-box sul retro con impiego di vetro temperato, resine EVA, strati impermeabili e cornice in alluminio. La scatola di giunzione, avente grado di protezione IP68, contiene i diodi di by-pass che garantiscono la protezione delle celle dal fenomeno di hotspot.

I cavi forniti a corredo saranno del tipo precablati sez min 4 mm2 completi di connettori preinnestati tipo MC4 o similari. Ogni modulo sarà corredato di diodi bypass per minimizzare la perdita di potenza per fenomeni di ombreggiamento.

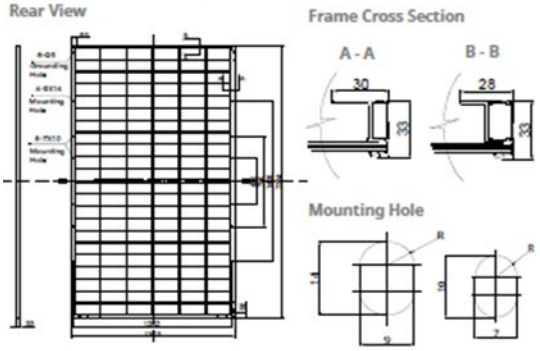
I moduli fotovoltaici saranno dotati di un'etichetta segnaletica contenente nome del fabbricante, numero del modello, potenza in Wp e numero di serie. Devono essere certificati secondo IEC 61215 e IEC 61730 rilasciate da laboratori accreditati secondo la norma ISO/IEC 17025 e avere Classe di isolamento Safety Class II e della Direttiva CEE 89/392. Il collegamento meccanico tra i vari moduli e tra questi e le strutture metalliche secondarie di sostegno, verranno effettuati mediante profili in alluminio anodizzato con bulloneria in acciaio inossidabile o zincato.

La consistenza dei singoli campi elettrici, quindi numero dei moduli collegati in serie per costituire le singole stringhe e

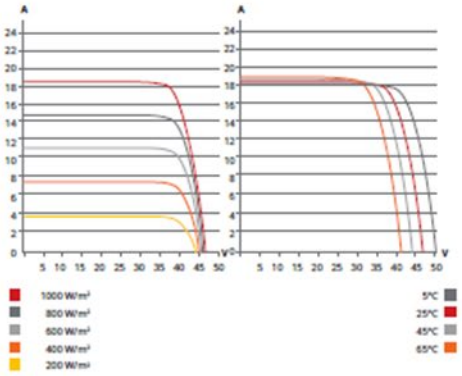
numero di stringhe collegate in parallelo all'interno dei rispettivi inverter, sono riportati negli elaborati grafici.

Il modulo fotovoltaico previsto è il modello della CANADIAN SOLAR tipo BiHiKu7 bifacciale con potenze nominali di 710 - 715 – 720 Wp di dimensioni pari a 2384×1303×35 mm e caratteristiche similari a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-680TB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-695TB-AG		695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG		700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG		705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG		710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	20.32 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG		715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	20.36 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG		720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	20.41 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-695TB-AG	525 W	37.6 V	13.97 A	45.1 V	14.87 A
CS7N-700TB-AG	528 W	37.8 V	14.00 A	45.3 V	14.91 A
CS7N-705TB-AG	532 W	37.9 V	14.03 A	45.5 V	14.95 A
CS7N-710TB-AG	536 W	38.1 V	14.06 A	45.7 V	14.99 A
CS7N-715TB-AG	540 W	38.3 V	14.09 A	45.8 V	15.03 A
CS7N-720TB-AG	544 W	38.5 V	14.12 A	46.0 V	15.07 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 5 W
Power Bifaciality*	80 %

* Power Bifaciality = $Pmax_{rear}$ / $Pmax_{front}$, both $Pmax_{rear}$ and $Pmax_{front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

PARTNER SECTION

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd.
333 Drummond Street, Carlton VIC 3053, Australia, sales.au@csisolar.com, www.csisolar.com/au

October 2022. All rights reserved, PV Module Product Datasheet V1.1C1_AU
* Manufactured and assembled in China, Thailand and Vietnam.

Fig. 35 - Dimensioni, specifiche tecniche e prestazionali pannelli fotovoltaici CANADIAN SOLAR tipo BiHiKu7

3.3.2 INSEGUITORI SOLARI (TRACKER)

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori solari monoassiali "Tracker". I moduli fotovoltaici saranno installati su doppia fila in configurazione portrait (verticale) rispetto all'asse di rotazione del tracker; ciascun tracker doppia fila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. L'asse di rotazione (asse principale del tracker) è in linea generale orientato nella direzione nord-sud, ma nel caso particolare oggetto di questo studio, avrà una inclinazione (azimut) di 0° per tutto l'impianto. Piccole rotazioni sono possibili in relazione alla conformazione del terreno. Il range di rotazione completo del tracker è pari a 120° (-60°/+60°). La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe. L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.
Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità all'Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 47m/s. L'angolo di sicurezza non è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamico ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso.
Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno. La profondità standard di infissione varia da 1,3 a 1,7 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire anche modifiche non trascurabili. La scelta di questo tipo di inseguitore evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.

La scelta dei tracker è ricaduta sul modello NX Horizon 2.4 Solar Tracker.

Per la collocazione degli inverter saranno utilizzate delle strutture a palo infisso in acciaio zincato a caldo, dotate di tettuccio parasole:

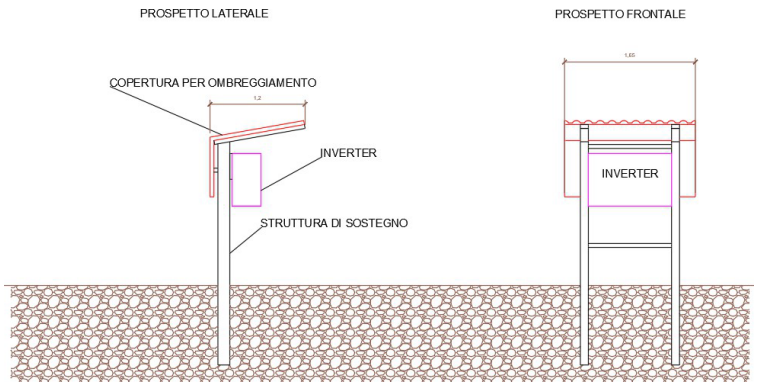


Fig. 37 – Tipica struttura supporto inverter

3.3.3 INVERTER

L'inverter è sostanzialmente il gruppo di conversione è idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

La soluzione inverter è del tipo Distribuito, per cui gli ingressi sono costituiti dalle stringhe dei moduli fotovoltaici che sono direttamente connesse all'inverter, mentre le uscite sono direttamente inviate nella cabina di trasformazione dove sono collocati i quadri di parallelo in bassa tensione.

L'impianto è connesso sulla rete MT per cui il dispositivo di interfaccia è gestito sul lato MT e quindi la programmazione dei dispositivi di interfaccia dei singoli inverter devono permettere regolazioni più ampie rispetto a quelle imposte sul dispositivo di interfaccia generale. Il firmware con le rispettive regolazioni sarà "uplodato" nelle macchine in fase di messa in servizio e deve essere lo stesso per tutte le macchine.

L'inverter non necessariamente dotato di display avrà la comunicazione ad onde convogliate o in cavo per l'interfacciamento con il sistema scada di controllo delle prestazioni, al fine di visualizzare energia prodotta, parametri caratteristici elettrici, ore di funzionamento e allarmi.

Verranno utilizzati 161 inverter Huawei SUN2000-330KTL-H1.

Il gruppo di conversione è previsto il modello HUAWEI SUN2000-330KTL-H1; le caratteristiche tecniche sono riportate nella tabella riportata di seguito:

Fig. 38 - Inverter SUN2000-330KTL-H1

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnector(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 ℃ ~ 60 ℃
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless

Fig. 39 - Specifiche tecniche dell'inverter

Il sistema di conversione e controllo di ciascun inverter è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- filtro lato corrente continua
- ponte a semiconduttori (IGBT)
- unità di controllo
- filtro di uscita
- sistema di acquisizione dati (DAS)

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM di tipo full digital a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza. L'inverter è fornito di filtri per il contenimento delle armoniche verso rete secondo la vigente normativa; il fattore di potenza può essere regolato tra 0.8 in ritardo e 0.8 in anticipo. L'unità convertitore comprende un filtro per ridurre il ripple di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuativamente in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche percento. Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso il trasformatore MT/BT a 30.000 V. Il convertitore sarà galvanicamente isolato dalla rete e dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature. L'unità di controllo è costituita da:

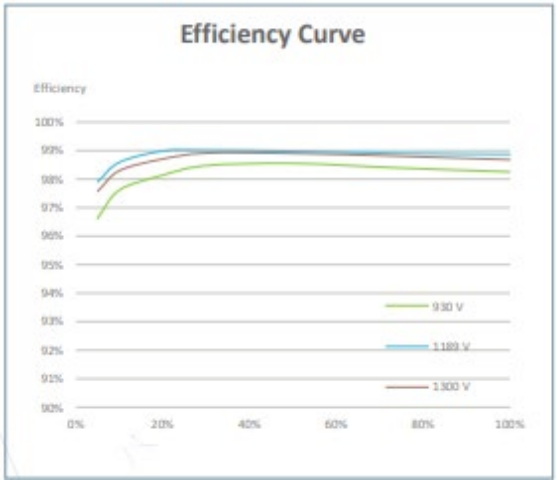
- schede di pilotaggio del convertitore
- circuiti di regolazione
- logiche e limiti convertitore
- alimentatore servizi interni
- protezioni
- circuiti ausiliari di interazione
- controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema.

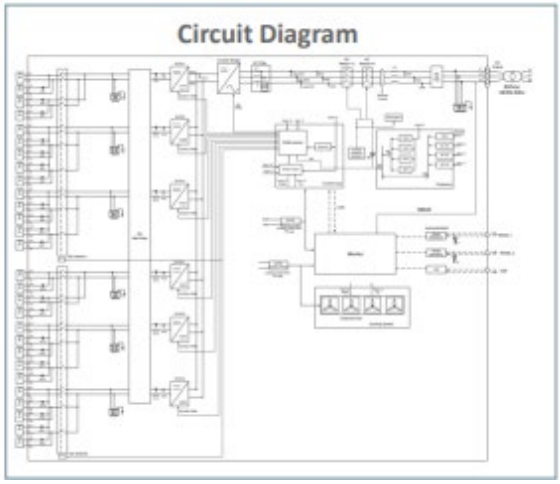
L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto del 10% del valore nominale. L'inverter si disattiverà inoltre in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Il controllo del cosφ dell'inverter è settato su cosφ=1; tuttavia esso regola continuamente il cosφ mantenendolo nel range di funzionamento previsto.

Nella seguente tabella sono riportate le principali caratteristiche tecniche dell'inverter.

General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 ℃ ~ 60 ℃
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless





3.3.4 CABINE DI TRASFORMAZIONE MT/BT

Come cabine di trasformazione MT/BT saranno adottate delle soluzioni cabinate a container prefabbricati della HUAWEI modello JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1 progettate secondo le vigenti normative impiantistiche, di quanto richiesto dalla legge nr. 186 del 1968 inerente alla costruzione a "regola d'arte" e dalle norme antinfortunistiche vigenti.

È prevista l'installazione di 9 cabine di trasformazione, ciascuna con volumetria lorda complessiva pari a 6058x2896x2438 mm (W x H x D), così composte:

- vano quadri BT;
- vano trasformatore BT/BT per i servizi ausiliari 5 kVA;
- trasformatore MT/BT;
- vano quadro MT.

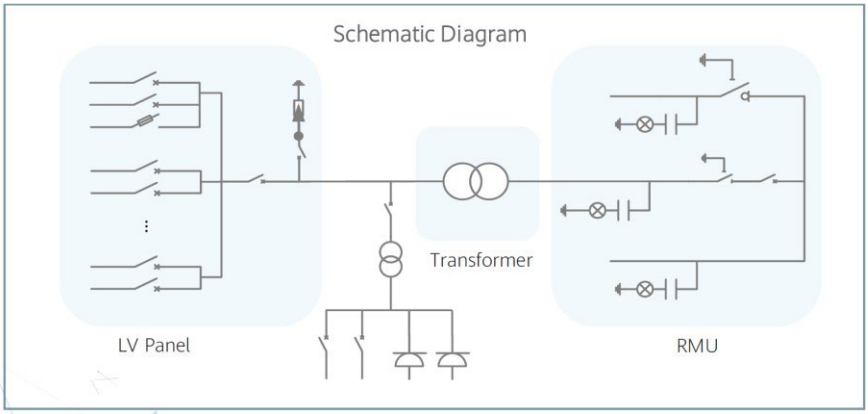


Fig. 41 – Schema di funzionamento della cabina di trasformazione MT/BT

Trasformatore MT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica erogata dagli inverter sulla rete di elettrica è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori MT/BT della potenza di 3300 kVA. Tutti i trasformatori MT/BT elevatori saranno a singolo secondario con tensione di 800V ed avranno una tensione al primario di 30 kV e avranno le caratteristiche indicate di seguito:

- tipo in OLIO
- frequenza nominale 50 Hz
- campo di regolazione tensione maggiore +/-2x2,5%
- livello di isolamento secondario 3 kV
- livello di isolamento primario 36kV
- simbolo di collegamento Dyn 11
- collegamento secondario stella
- collegamento primario triangolo
- tipo raffreddamento olio minerale
- altitudine sul livello del mare ≤ 1000m
- impedenza di corto circuito a 75°C 6%
- livello scariche parziali ≤ 10 pC.

Quadro MT

Il quadro sarà da 36kV 16kA di tipo protetto (METAL ENCLOSED), di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione e trasformazione.
Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno

errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico MT, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- scomparto di protezione del trasformatore MT/BT;
- scomparto di protezione con interruttore generale sulla ripartenza linea;
- scomparto di misura (ove previsto).

Gli scomparti di protezione saranno dotati di protezione sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente (50 e 51, 51N).

Quadro BT

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico. Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A. Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5. Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.

Trasformatore ausiliario BT/BT e quadro per i servizi ausiliari

Sono previsti, inoltre, degli scomparti servizi ausiliari in ciascuna cabina di trasformazione MT/BT, all'interno di ognuno dei quali verrà installato un trasformatore ausiliario BT/BT 800/400-230V da 5kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di cabina:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- ventilatori;
- datalogger.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico

differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

3.3.5 CABINA DI RACCOLTA

Per la cabina di raccolta sarà adottata una soluzione cabinata a container, oppure prefabbricata, progettata secondo le vigenti normative impiantistiche, di quanto richiesto dalla legge nr. 186 del 1968 inerente alla costruzione a "regola d'arte" e dalle norme antinfortunistiche vigenti.
È prevista l'installazione di una cabina di ricezione con volumetria lorda complessiva pari a 33000x6500x4000 mm, costituita da più vani e saranno costituite dai seguenti elementi:

- quadro di distribuzione di media tensione;
- trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari della centrale.

<u>Quadri di distribuzione MT</u>

Si prevede l'impiego di quadri MT di tipo protetto (METAL ENCLOSED), i quadri di progetto sono di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione per quanto in progetto, la tensione nominale dei quadri MT sarà 30 kV. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea
- scomparti partenza linee;
- scomparto di misura (ove previsto);
- scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di arrivo nella cabina di raccolta conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra. Lo scomparto di partenza linea conterrà un dispositivo di protezione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente (50 e 51, 50N e 51N, 67N). Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di trasformazione (nel caso delle cabine di ricezione di campo) o di ricezione di campo.
Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra. Saranno protetti da scaricatori contro le scariche atmosferiche.

Trasformatore ausiliario MT/BT e quadro per i servizi ausiliari

È prevista l'installazione, nello scomparto servizi ausiliari in ciascuna cabina di raccolta, di un trasformatore MT/BT da 5- 50kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- impianto illuminazione perimetrale;
- impianto di videosorveglianza;
- dispositivo di monitoraggio delle performance;
- dispositivi di comunicazione e dati.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari". La cabina di raccolta dei campi sarà dotata di locale controllo e monitoraggio, contenente al loro interne le seguenti apparecchiature principali:

- quadro di bassa tensione dei sistemi ausiliari
- rack sistema di videosorveglianza
- rack sistema informatico per comunicazione dati
- postazione operatore
- climatizzatore.
- UPS.

3.3.6 LOCALI TECNICI: CABINE DI STOCCAGGIO MATERIALE

Per le cabine di stoccaggio sarà adottata una soluzione cabinata a container, oppure prefabbricata, progettata secondo le vigenti normative impiantistiche, di quanto richiesto dalla legge nr. 186 del 1968 inerente alla costruzione a "regola d'arte" e dalle norme antinfortunistiche vigenti. È prevista l'installazione di una tipologia con volumetria lorda complessiva pari a 12200x2600x2440 mm (W x H x D), costituita da un singolo o più vani interni dove verranno alloggiati all'interno armadi per lo

stoccaggio del materiale.

Fig. 42 – Vista interna cabina di stoccaggio materiale

3.3.7 CANALIZZAZIONI

Le caratteristiche dimensionali ed i percorsi sono riportati negli schemi allegati e planimetrici di progetto.

Canalizzazioni - Tipologie

I cavi elettrici con connettori tipo MC4 o similari preassemblati sui moduli fotovoltaici saranno posati a vista utilizzando le strutture metalliche di supporto ai moduli stessi ed ancorati alla struttura con opportune fascette in materiale plastico resistente alla radiazione UV.
I cavi, lato corrente continua, utilizzati per il collegamento delle stringhe del campo elettrico fotovoltaico agli inverter saranno posti longitudinalmente alla struttura di supporto moduli e ancorandoli alla medesima struttura, nei tratti ove disponibile, e/o posti all'interno di opportuni cavidotti interrati realizzati con tubazioni plastiche in PVC o HDPE, nei tratti di collegamento trasversale tra una fila di moduli e l'altra.
I cavi, lato corrente alternata di bassa tensione, utilizzati per il collegamento tra l'uscita degli inverter e il quadro di parallelo BT inverter posto nella cabina di trasformazione, saranno posti direttamente interrati o in cavidotti tubo a doppia parete corrugato esternamente - liscia internamente, in polietilene tipo medio, con resistenza allo schiacciamento pari a 450N. Si utilizzeranno cavidotti all'ingresso delle cabine di trasformazione.
I cavi, lato corrente alternata tra il quadro di parallelo ed il trasformatore sono integrati nella cabina di trasformazione posti all'interno di canalizzazioni all'interno del box apparecchiature elettriche.
I cavi, lato corrente alternata di media tensione, tra il quadro di media tensione della cabina di trasformazione ed il quadro di media tensione della cabina di ricezione saranno posti direttamente interrati o posti in cavidotti tubo a doppia parete corrugato esternamente - liscia internamente, protetti meccanicamente da uno strato di materiale inerte.
I cavi elettrici utilizzati per gli impianti ausiliari, quali illuminazione perimetrale, antifurto, etc. saranno

posati in opera in cavidotti con tubazioni plastiche in PVC o HDPE con canalizzazioni separate tra linea dati e linee di potenza. Tali tubazioni possono essere condutture per cavi, canaline per cavi, canalizzazioni o pozzi scavati nella struttura di un edificio ecc. L'uscita del cavo dal canale in pvc attraverso il punto di ingresso nelle scatole deve essere protetta meccanicamente con adeguato pressacavo, nel caso di cavo singolo, o da una adeguata guaina semirigida, nel caso di più cavi. Se non diversamente stabilito, le canaline provenienti dal piano di calpestio, saranno protetti alla base da un adeguato collo di protezione.
I cavi all'interno dei locali avranno la possibilità di essere infilati e sfilati dalle tubazioni con facilità e nei punti di derivazione dove risulti problematico l'infilaggio, saranno installate scatole di derivazione, in metallo o in PVC a seconda del tipo di tubazioni, complete di coperchio fissato mediante viti filettate.

3.3.8 TERMINALI E DERIVAZIONI

Tutte le terminazioni devono essere effettuate secondo le migliori pratiche utilizzando guaine termo restringenti. Occorrerà garantire il corretto abbinamento dei cavi in alluminio e rame per evitare qualsiasi problema che possono sorgere a causa dei diversi metalli, utilizzando connettori bimetallici in rame/alluminio.
In caso di utilizzo di cavi in alluminio non compatibili con le apparecchiature installate (in termini di rigidità, sezione, ecc) occorrerà fornire scatole di interfaccia per adattare cavi e apparecchiature.
Tutte derivazioni dei vari circuiti devono essere eseguite esclusivamente entro cassette di derivazione e mediante morsetti trasparenti in materiale isolante ed autoestinguente, con serraggio dei cavi tramite vite unica in conformità alle norme CEI. Le cassette di derivazione impiegate potranno essere:

- Cassette da esterno a doppio isolamento in materiale isolante auto-estinguente (resistente fino a 650°C alla prova del filo incandescente CEI 23-19), con marchio di qualità, in esecuzione IP65, posate a vista a parete/pavimento;
- Cassette da esterno a doppio isolamento in vetroresina, di forma ottagonale, in esecuzione IP54 posate a vista in aree esterne alla cabina.

Tutte le cassette disporranno di coperchio rimovibile soltanto mediante l'uso di attrezzo. Le cassette saranno del tipo modulare, con altezza e metodo di fissaggio uniformi. Per tutte le connessioni verranno impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati.

3.3.9 IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra è unico per lato di bassa e media tensione e sarà conforme alle prescrizioni della norma CEI 99-3 e dimensionato sulla base della corrente di guasto a terra sulla rete MT di alimentazione e del tempo di eliminazione del guasto a terra da parte dei dispositivi di protezioni MT. I conduttori di terra e di protezione avranno sezione adeguata a sopportare le eventuali sollecitazioni meccaniche alle quali potrebbero essere sottoposti in caso di guasti, calcolata e/o dimensionata secondo quanto stabilito dalle norme CEI. La sezione dei conduttori sarà tale che la massima corrente di guasto non provocherà sovratemperature inammissibili per essi.

Rete di terra

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da conduttori nudi di rame o in acciaio zincato del tipo per posa nel terreno e dispersori in rame in prossimità delle cabine MT, a cui saranno collegati, mediante conduttori e sbarre equipotenziali in rame. La rete di terra sarà interrata ad una profondità di almeno 0,5m lungo le trincee dei cavi ac. e la sezione del conduttore di protezione principale rimarrà invariata per tutta la sua lunghezza.
A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e tutte le masse estranee (recinzione, etc) e le armature dei prefabbricati oltre che tutte le masse dei componenti elettrici di classe I. Le giunzioni fra elementi del dispersore saranno protette contro le corrosioni.

Rete di terra cabine

L'impianto di terra delle cabine sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione non inferiori a 35 mm2 o equivalenti in piattina in acciaio zincato, interrati ad una profondità di almeno 0,7 m, collegati a dispersori in rame infissi al suolo in prossimità degli angoli della rete di terra delle cabine.

Messa a Terra di cabina

Le cabine di trasformazione avranno collegati alla rete di terra della cabina i seguenti elementi:

- il centro stella dell'avvolgimento secondario (neutro);
- le carpenterie metalliche;
- le carcasse dei trasformatori;
- le manopole dei sezionatori;
- i comandi degli interruttori automatici;
- i telai delle finestre e delle porte metalliche;

- i cassoni di contenimento delle apparecchiature.

I suddetti collegamenti faranno capo singolarmente ad un collettore di terra posizionato all'interno della cabina di trasformazione, allo scopo di eseguire le necessarie misurazioni. Saranno montate su bulloni zincati, verniciate in giallo e le connessioni fra le stesse saranno realizzate con saldatura a castolin. L'intero sistema di terra soddisferà alle corrispondenti norme C.E.I. (11-1) con particolare riguardo alle tensioni di passo e di contatto.

Collegamenti equipotenziali

I conduttori di protezione, per i collegamenti ai nodi di terra delle masse metalliche di tutte le apparecchiature e condutture elettriche in AC e di tutte le eventuali masse metalliche estranee accessibili, saranno costituiti da corda di rame flessibile, isolata in PVC giallo-verde, di tipo non propagante l'incendio a Norme CEI 20-22. Saranno costituiti da cavi unipolari facenti parte della stessa conduttura dei conduttori attivi e da anime di cavi multipolari.
Tutti i conduttori di protezione equipotenziale avranno colorazione giallo-verde e la loro destinazione sarà identificata, nei punti principali di connessione, mediante targhette. Detti conduttori in parte saranno contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno dorsali indipendenti comuni a più circuiti. I morsetti di collegamento alle masse metalliche avranno caratteristiche tali da assicurare un contatto sicuro nel tempo.

Conduttori di terra – Sezioni

La sezione del conduttore di protezione principale rimarrà invariata per tutta la sua lunghezza e la sezione sarà adeguata a sopportare le eventuali sollecitazioni meccaniche alle quali potrebbero essere sottoposti in caso di guasti, calcolata e/o dimensionata secondo quanto stabilito dalle norme CEI, tale che la massima corrente di guasto non provocherà sovratemperature inammissibili per essi.
La sezione dei collegamenti equipotenziali avrà sezione variabile non inferiore a quella indicata dall'art. 543.1.1 della
norma CEI 64-8 che esprime il relativo calcolo nella seguente relazione:

$$Sp = RADQ\ (I2\ t) / K$$

dove:

- Sp sezione del conduttore di protezione (mm2),
- Il valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);
- t il tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);

- K fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti e dalle temperature iniziali e finali.

La Norma CEI EN 60439-1 definisce un metodo che permette di stabilire la sezione del conduttore di protezione in funzione della sezione dei conduttori attivi, a condizione che sia utilizzato lo stesso materiale dei conduttori attivi.

Sezione dei conduttori attivi (mmq)	Sezione minima del PE (mmq)
S <= 16	S
16 <= S < 35	16
35 <=S <= 400	S/2
400 <= S <= 800	200
S <= 800	S/4

I conduttori impiegati per collegamenti equipotenziali nelle cabine avranno sezione minima pari alla metà della sez. del conduttore di protezione principale dell'impianto e per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione anche superiore.

Firmato digitalmente da
Silvano Carone
C = IT
Data e ora della firma: 20/11/2025 17:18:55